

## Содержание

### Введение

1. Общая часть
  - 1.1 Характеристика объекта
  - 1.2 Климатологические данные
  - 1.3 Определение количества потребителей теплоты. График годового расхода теплоты
  - 1.4 Система и принципиальная схема теплоснабжения
  - 1.5 Расчет тепловой схемы котельной
  - 1.6 Подбор и размещение основного и вспомогательного оборудования
  - 1.7 Тепловой расчет котлоагрегата
  - 1.8 Аэродинамический расчет теплотутьевого тракта
2. Спецчасть.  
Разработка блочной системы подогревателей.

### 2.1 Исходные данные водоснабжения

### 2.2 Выбор схемы приготовления воды

### 2.3 Расчет оборудования водоподогревательной установки

### 2.4 Расчет сетевой установки

3. Технико-экономическая часть
  - 3.1 Исходные данные
  - 3.2 Расчет договорной стоимости строительно-монтажных работ
  - 3.3 Определение годовых эксплуатационных расходов
  - 3.4 Определение годового экономического эффекта
4. ТМЗР

### Монтаж секционных водонагревателей

### 5. Автоматика

Автоматическое регулирование и теплотехнический контроль котлоагрегата КЕ-25-14с

### 6. Охрана труда в строительстве

- 6.1 Охрана труда при монтаже энергетического и технологического оборудования в котельной

### 6.2 Анализ и предотвращение появления потенциальных опасностей

### 6.3 Расчет стропов

### 7. Организация, планирование и управление строительством

### 7.1 Монтаж котлоагрегатов

7.2 Условия начала производства работ

7.3 Производственная калькуляция затрат труда и заработной платы

7.4 Расчет параметров календарного плана

7.5 Организация стройгенплана

7.6 Расчет технико-экономических показателей

8. Организация эксплуатации и энергоресурсосбережения

Список литературы

## Введение.

В наше сложное время, с больной кризисной экономикой строительство новых промышленных объектов сопряжено с большими трудностями, если вообще строительство возможно. Но в любое время, при любой экономической ситуации существует целый ряд отраслей промышленности без развития которых невозможно нормальное функционирование народного хозяйства, невозможно обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условий населения. К таким отраслям и относится энергетика, которая обеспечивает комфортные условия жизнедеятельности населения как в быту так и на производстве.

Последние исследования показали экономическую целесообразность сохранения значительной доли участия крупных отопительных котельных установок в покрытии общего потребления тепловой энергии.

Наряду с крупными производственными, производственно-отопительными котельными мощностью в сотни тонн пара в час или сотни МВт тепловой нагрузки установлены большое количество котельных агрегатами до 1 мвт и работающих почти на всех видах топлива.

Однако как раз с топливом и существует самая большая проблема. За жидкое и газообразное топливо, которое поставляется на Украину в основном из России у потребителей часто не хватает средств расплатиться. Поэтому и необходимо использовать местные ресурсы.

В данном дипломном проекте разрабатывается реконструкция производственно-отопительной котельной поселка шахты "Кочегарка", которая использует в качестве топлива местный добываемый уголь. В перспективе предусматривается перевод котлоагрегатов на сжигание газа от дегазации газовых выбросов шахты, которая находится на территории обогатительной фабрики. В существующей котельной установлены два паровых котлоагрегата КЕ-25-14, служившие для снабжения паром предприятия шахты кочегарка, и водогрейные котлы ТВГ-8 (2 котла) для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения административно-бытовых зданий и жилого поселка.

В связи с сокращением добычи угля снизились производственные мощности угледобывающего предприятия, что привело к сокращению в потребности пара. Это вызвало реконструкцию котельной, которая заключается в использовании паровых котлов КЕ-25 не только для производственных целей, но и для производства горячей воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в специальных теплообменниках.

## 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

### 1.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

Проектируемая котельная находится в городе Горловке Донецкой области на территории шахты “Кочегарка”.

Планировка, размещение зданий и сооружений на промплощадке обогатительной фабрики выполнены в соответствии с требованиями СНиП.

Размер территории промплощадки в границах ограждений - 12,66 га, площадь застройки 52194 м<sup>2</sup>.

Транспортная сеть района строительства представлена железными дорогами общего пользования и автодорогами местного значения.

Рельеф местности равнинный, с небольшими подъемами, в почве преобладает суглинок.

Источником водоснабжения является фильтровальная станция и канал Северский Донец-Донбасс. Предусмотрено дублирование водовода.

### 1.2. КЛИМАТОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ГРУНТОВЫЕ УСЛОВИЯ

Для данного района строительства расчетная зимняя температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции  $t_p^3 = -23^{\circ}\text{C}$ ;  $\varphi = 88\%$ . Расчетная летняя температура  $t_p^4 = 27,6^{\circ}\text{C}$ ;  $\varphi^4 = 44\%$ . Средняя температура за отопительный период  $t_{\text{ср}}^{\circ} = -1,8^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность отопительного периода составляет 83 дня. [1]

Таблица 1.1.

Продолжительность стояния температур наружного воздуха в течение отопительного периода.

Температура наружного воздуха, °С	-29,9 ÷ -25	-24,9 ÷ -20	-19,9 ÷ -15	-14,9 ÷ -10	-9,9 ÷ -5	-4,9 ÷ 0	0,1 ÷ 0	+5,1 ÷ +8
Время стояния температур, ч.	8	53	161	382	665	1038	1340	673
Всего, ч.	8	61	222	604	1269	2307	3647	4320

Снеговая нормативная нагрузка - 50 кг/м<sup>2</sup>.

Ветровая нормативная нагрузка - 45 кг/м<sup>2</sup>.

Глубина промерзания грунта по естественной поверхности земли - 1 м.

Основанием для фундаментов служат суглинки. Условное расчетное давление на суглинок - 0,24 МПа - (2,4 кгс/см<sup>2</sup>). Грунтовые воды встречаются на глубине 2,5 ÷ 7,5 м от поверхности земли.

### 1.3. Определение количества потребителей теплоты. График годового расхода теплоты.

Расчетные расходы теплоты промышленными предприятиями определяются по удельным нормам теплоснабжения на единицу выпускаемой продукции или на одного работающего по видам теплоносителя (вода, пар). Расходы теплоты на отопление, вентиляцию и технологические нужды приведены в таблице 1.2. тепловых нагрузок.

Годовой график расхода теплоты строится в зависимости от продолжительности стояния наружных температур, которая отражена в таблице 1.2. данного дипломного проекта.

Максимальная ордината годового графика расхода теплоты соответствует расходу тепла при наружной температуре воздуха  $-23^{\circ}\text{C}$ .

Площадь, ограниченная кривой и осями ординат, дает суммарный расход теплоты за отопительный период, а прямоугольник в правой части графика - расход теплоты на горячее водоснабжение в летнее время.

На основании данных таблицы 1.2. рассчитываем расходы теплоты по потребителям для 4-х режимов: максимально-зимний ( $t_{p.o.} = -23^{\circ}\text{C}$ ); при средней температуре наружного воздуха за отопительный период; при температуре наружного воздуха  $+8^{\circ}\text{C}$ ; в летний период.

Расчет ведем в таблице 1.3. по формулам:

- тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, МВт

$$Q_{ОВ} = Q_{ОВ}^P * (t_{вн} - t_n) / (t_{вн} - t_{p.o.})$$

- тепловая нагрузка на горячее водоснабжение в летний период, МВт

$$Q_{ГВ}^Л = Q_{ГВ}^P * (t_r - t_{хл}) / (t_r - t_{хз}) * \beta$$

где:  $Q_{ОВ}^P$  - расчетная зимняя тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления. Принимаем по табл. 1.2.

$t_{вн}$  - внутренняя температура воздуха в отапливаемом помещении,  $t_{вн} = 18^{\circ}\text{C}$

$Q_{ГВ}^P$  - расчетная зимняя тепловая нагрузка на горячее водоснабжение ( табл. 1.2);

$t_n$  - текущая температура наружного воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{p.o.}$  - расчетно отопительная температура наружного воздуха,

$t_r$  - температура горячей воды в системе горячего водоснабжения,  $t_r = 65^{\circ}\text{C}$

$t_{хл}$ ,  $t_{хз}$  - температура холодной воды летом и зимой,  $t_{хл} = 15^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{хз} = 5^{\circ}\text{C}$ ;

$\beta$  - поправочный коэффициент на летний период,  $\beta = 0,85$

## Тепловые нагрузки

Вид тепловой Нагрузки	Расход тепловой нагрузки, МВт		Характеристика Теплоносителя
	Зимой	Летом	
1.Отопление	15,86	-	Вода 150/70 °С
и вентиляция			Пар Р=1,4 МПа
2.Горячее водоснабжение	1,36	По расчету	
3.Технологические нужды	11,69	1,24	Пар Р=1,44МПа
<b>ВСЕГО</b>	<b>28,91</b>	<b>1,24</b>	<b>-</b>

Таблица 1.3.

Расчет годовых тепловых нагрузок

№ п/п	Вид нагрузки	Обозначение	Значение тепловой нагрузки при температуре МВт			
			$t_{p.o.}=-23\text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{p.o.l.}=-1,8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{p.o.}=8\text{ }^{\circ}\text{C}$	Летний
1.	Отопление и вентиляция	$Q_{ОВ}$	15,86	7,66	3,87	-
2.	Горячее водоснабжение	$Q_{ГВ}$	1,36	1,36	1,36	0,963
3.	Итого	$Q_{ОВ+ГВ}$	17,22	9,02	5,23	0,963
4.	Технология	$Q_{ТЕХ}$	11,69	11,69	1,24	1,24
<b>5.</b>	<b>Всего</b>	<b>Q</b>	<b>28,91</b>	<b>20,71</b>	<b>6,47</b>	<b>2,203</b>

По данным табл. 1.1. и 1.3. строим график годовых расходов тепловой нагрузки, представленный на рис .1.1.

#### 1.4. СИСТЕМА И ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источником теплоснабжения является реконструируемая котельная шахты. Теплоноситель - пар и перегретая вода. Питьевая вода используется только для систем горячего водоснабжения. Для технологических нужд используется пар  $P=0,6\text{ МПа}$ . Для приготовления перегретой воды с температурой  $150-70\text{ }^{\circ}\text{C}$  предусматривается сетевая установка, для приготовления воды с  $t=65\text{ }^{\circ}\text{C}$  - установка горячего водоснабжения.

Система теплоснабжения - закрытая. Вследствии отсутствия непосредственного водоразбора и незначительной утечки теплоносителя через неплотности соединений труб и оборудования закрытые системы отличаются высоким постоянством количества и качества циркулируемой в ней сетевой воды.

В закрытых водяных системах теплоснабжения воду из тепловых сетей используют только как греющую среду для нагревания в подогревателях поверхностного типа водопроводной воды, поступающей затем в местную систему горячего водоснабжения. В открытых водяных системах теплоснабжения горячая вода к водоразборным приборам местной системы горячего водоснабжения поступает непосредственно из тепловых сетей.

На промплощадке трубопроводы теплоснабжения прокладываются по мостам и галереям и частично в непроходных лотковых каналах типа Кл. Трубопроводы прокладывают с устройством компенсации за счет углов поворотов трассы и П-образных компенсаторов.

Трубопроводы приняты из стальных электросварных труб с устройством теплоизоляции.

На листе 1 графической части дипломного проекта показан генплан промплощадки с разводкой тепловых сетей к объектам потребления .

#### 1.5. РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ

Принципиальная тепловая схема характеризует сущность основного технологического процесса преобразования энергии и использования в установке теплоты рабочего тела. Она представляет собой условное графическое изображение основного и

вспомогательного оборудования, объединенного линиями трубопроводов рабочего тела в соответствии с последовательностью его движения в установке.

Основной целью расчета тепловой схемы котельной является:

- определение общих тепловых нагрузок, состоящих из внешних нагрузок и расходов тепла на собственные нужды, и распределением этих нагрузок между водогрейной и паровой частями котельной для обоснования выбора основного оборудования;
- определение всех тепловых и массовых потоков, необходимых для выбора вспомогательного оборудования и определения диаметров трубопроводов и арматуры;
- определение исходных данных для дальнейших технико-экономических расчетов (годовых выработок тепла, годовых расходов топлива и др.).

Расчет тепловой схемы позволяет определить суммарную теплопроизводительность котельной установки при нескольких режимах ее работы.

Тепловая схема котельной приведена на листе 2 графической части дипломного проекта.

Исходные данные для расчета тепловой схемы котельной приведены в таблице 1.4, а сам расчет тепловой схемы приведен в таблице 1.5.



Таблица 1.4

Исходные данные для расчета тепловой схемы отопительно-производственной котельной с паровыми котлами КЕ-25-14с для закрытой системы теплоснабжения.

№№ пп пози ц. исхо д. данн ых	Наименовани е величин	Обоз - наче ние	Ед. изм.	Расчетные режимы				Примечан ие
				Максима льно зимний	При средней темпера туре наиболе е холодно го периода	При темпера туре наружног о воздуха в точке излома температу рного графика	Летн ий	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
01	Температура наружного воздуха	$t_n$	°С	-24	-10	-	-	I
02	Температура воздуха внутри отапливаемы х зданий	$t_{вн}$	°С	18	18	18	18	
03	Максимальна я температура прямой сетевой воды	$t_{1\max}$	°С	150	-	-	-	
04	Минимальная температура прямой сетевой воды в точке излома температурно го графика	$t_{1.изл}$	°С	-	-	70	-	
05	Максимальна я температура обратной сетевой воды	$t_{2\max}$	°С	70	-	-	-	
06	Температура деаэрированн ой воды после деаэратора	$T_d$	°С	104,8	104,8	104,8	104, 8	
07	Энтальпия деаэрированн ой воды	$i_d$	КДж /кг	439,4	439,4	439,4	439, 4	

08	Температура сырой воды на входе в котельную	$T_1$	$^{\circ}\text{C}$	5	5	5	15	давлении 1.2МПа
09	Температура сырой воды перед химводоочисткой	$T_3$	$^{\circ}\text{C}$	25	25	25	25	
10	Удельный объем воды в системе тепловодоснабжения в т. на 1 МВт суммарного отпуска тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение Параметры пара, вырабатываемого котлами (до редуционной установки)	$q_{\text{сист}}$	т/МВт	30,1	30,1	30,1	30,1	Для промышленных предприятий
11	Давление	$P_1$	МПа	1,4	1,4	1,4	1,4	Из таблиц насыщенного пара и воды при давлении 1,4 МПа
12	Температура	$\tau_1$	$^{\circ}\text{C}$	195	195	195	195	
13	Энтальпия	$i_1$	КДж/кг	2788,4	2788,4	2788,4	2788,4	
14	Параметры пара после редуционной установки: Давление	$P_2$	МПа	0,7	0,7	0,7	0,7	Из таблиц насыщенного пара и воды при давлении 0,7 МПа
15	Температура	$\tau_2$	$^{\circ}\text{C}$	165	165	165	165	
16	Энтальпия	$i_2$	КДж/кг	2763	2763	2763	2763	
	Параметры пара, образующего							

	ся в сепараторе непрерывной продукции:							
17	Давление	$P_3$	МПа	0,17	0,17	0,17	0,17	Из таблиц насыщенного пара и воды при давлении 0,17 Мпа
18	Температура	$\tau_3$	°С	115,2	115,2	115,2	115,2	
19	Энтальпия	$i_3$	КДж /кг	2700	2700	2700	2700	
	Параметры пара, поступающего в охладитель выпара из деаэраатора:							
20	Давление	$P_4$	МПа	0,12	0,12	0,12	0,12	Из таблиц насыщенного пара и воды при давлении 0,12 Мпа
21	Температура	$\tau_4$	°С	104,8	104,8	104,8	104,8	
22	Энтальпия	$i_4$	КДж /кг	2684	2684	2684	2684	
	Параметры конденсатора после охладителя выпара:							
23	Давление	$P_4$	МПа	0,12	0,12	0,12	0,12	Из таблиц насыщенного пара и воды при давлении 0,12 Мпа
24	Температура	$\tau_4$	°С	104,8	104,8	104,8	104,8	
25	Энтальпия	$i_5$	КДж /кг	439,4	439,4	439,4	439,4	
	Параметры продувочной воды на входе в сепаратор непрерывной продувки:							
26	Давление	$P_1$	Мпа	1,4	1,4	1,4	1,4	Из таблиц насыщенного пара и воды при давлении 1,4 Мпа
27	Температура	$\tau_1$	°С	195	195	195	195	
28	Энтальпия	$i_7$	КДж /кг	830,1	830,1	830,1	830,1	
	Параметры продувочной							

29	воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки: Давление	$P_3$	Мпа	0,17	0,17	0,17	0,17	Из таблиц насыщенного пара и воды при давлении 0,17 Мпа
30	Температура	$\tau_3$	°С	115,2	115,2	115,2	115,2	
31	Энтальпия	$i_8$	КДж /кг	483,2	483,2	483,2	483,2	
32	Температура продувочной воды после охлаждения продувочной воды	$t_{пр}$	°С	40	40	40	40	
33	Температура конденсата от блока подогревателей сетевой воды	$t_{кб}$	°С	80	80	80	80	Принимается
34	Температура конденсата после пароводяного подогревателя сырой воды	$t_2$	°С	165	165	165	165	Принимается
35	Энтальпия конденсата после пароводяного подогревателя сырой воды	$i_6$	КДж /кг	697,1	697,1	697,1	697,1	Из таблиц насыщенного пара и воды при давлении 0,7 Мпа
36	Температура конденсата, возвращаемого с производства	$t_{кп}$	°С	80	80	80	80	
37	Величина непрерывной продувки	П	%	4,6	4,6	4,6	4,6	Принимается из расчета химводоочистки
38	Удельные потери пара с выпаром из деаэрата питательной воды в т на 1т	$d_{вып}$	т/т	0,002	0,002	0,002	0,002	Принимается по рекомендациям ЦКТИ

39	деаэрированной воды Коэффициент собственных нужд химводоочистки	$K_{\text{хво}}^{\text{сн}}$	-	1,2	1,2	1,2	1,2	
40	Коэффициент внутренних потерь пара	$K_{\text{пот}}$	-	0,02	0,02	0,02	0,02	Принимается
41	Расчетный отпуск тепла из котельной на отопление и вентиляцию	$Q_{\text{о}}^{\text{макс в}}$	МВт	15,86	-	-	-	Табл. 1.2.
42	Расчетный отпуск тепла на горячее водоснабжение за сутки наибольшего водопотребления	$Q_{\text{гв}}^{\text{сп}}$	МВт	1,36	-	-	-	Табл. 1.2.
43	Отпуск тепла производственным потребителям в виде пара	Дотр	кг/с	4,98	4,98	4,98	0,53	
44	Возврат конденсата от производственных потребителей (80%)	$G_{\text{потр}}$	кг/с	3,98	3,98	3,98	0,42	=0,8

Таблица 1.5

Расчет тепловой схемы отопительно-производственной котельной с паровыми котлами КЕ-25-14с для закрытой системы теплоснабжения.

№ № пп позиц. исх. од. дан ны х	Наименование величин	Обозначение	Ед. изм.	Расчетная формула	Расчетные режимы			
					Максимально зимний	При средней температуре наиболее холодного периода	При температуре наружного воздуха в точке излома температурного графика сетевой воды.	Летний
P <sub>01</sub>	Температура наружного воздуха в точке излома температурного графика сетевой воды	t <sub>н.изл</sub>	°C	$t_{вн} - 0,354(t_{вн} - t_{р.о.})$	-	-	18-0,354* *(18+24) = =3,486	-
P <sub>02</sub>	Коэффициент снижения расхода тепла на отопление и вентиляцию в зависимости от температуры наружного воздуха	K <sub>ов</sub>	-	$(t_{вн} - t'_{н}) / (t_{вн} - t_{р.о.})$	1	$(18 - (-10)) / (18 - (-23)) = 0,67$	$(18 - 0,486) / (18 - (-24)) = 0,354$	-
P <sub>03</sub>	Расчетный отпуск теплоты на отопление и	Q <sub>ов</sub>	МВт	$Q_{ов}^{макс} * K_о$	15,86	$15,86 * 0,67 = 10,62$	5,61	-

P <sub>04</sub>	вентиляцию Значение коэффициента K <sub>ов</sub> в степени 0,8	K <sup>0,8</sup> <sub>ов</sub>	-		1	0,73	0,436	-
P <sub>05</sub>	Температура прямой сетевой воды на выходе из котельной	t <sub>1</sub>	°C	18+64,5* *K <sup>0,8</sup> <sub>ов</sub> +64 ,5*K <sub>ов</sub>	150 (см 03)	18+64,5*0,73 +67,5*0,67= 110,3	70 (см 04)	70
P <sub>06</sub>	Температура обратной сетевой воды	t <sub>2</sub>	°C	t <sub>1</sub> -80*K <sub>ов</sub>	70	56,7	54,7	42,7
P <sub>07</sub>	Суммарный отпуск теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в зимних режимах	Q <sub>ов+</sub> ГВ	М В Т	Q <sub>ов+</sub> Q <sup>сп</sup> <sub>ГВ</sub>	17,22	11,98	6,97	0,936
P <sub>08</sub>	Расчетный расход сетевой воды в зимних режимах	G <sub>сет</sub>	кг /с	Q <sub>ов+ГВ</sub> *10 <sup>3</sup> /(t <sub>1</sub> -t <sub>2</sub> )*C	51.37	94.13	65.56	-
P <sub>09</sub>	Отпуск теплоты на горячее водоснабжение в летнем режиме	Q <sup>л</sup> <sub>ГВ</sub>	М В Т		-	-	-	0,963
P <sub>10</sub>	Расчетный расход сетевой воды в летнем режиме	G <sup>л</sup> <sub>сет</sub>	кг /ч	Q <sup>л</sup> <sub>ГВ</sub> *10 <sup>3</sup> / (t <sub>1</sub> -t <sub>2</sub> )*C	-	-	-	9,2
P <sub>11</sub>	Объем сетевой воды в системе	G <sub>сист</sub>	Т	q <sub>сис</sub> *Q <sub>л</sub> <sup>max</sup>	519,53	519,53	519,53	519,53

P <sub>12</sub>	водоснабжения Расход подпиточной воды на восполнение утечек в теплосети	G <sub>ут</sub>	кг /с	$0,005 \cdot G_{\text{си ст}} \cdot 1/3,60$	0,72	0,72	0,72	0,72
P <sub>13</sub>	Количество обратной сетевой воды	G <sub>сет.обр.</sub>	кг /с	$G_{\text{сет}} - G_{\text{ут}}$	21,24	92,21	60,08	7,64
P <sub>14</sub>	Температура обратной сетевой воды перед сетевыми насосами	t <sub>3</sub>	°С	$t_2 \cdot G_{\text{сет.обр}} + T \cdot G_{\text{ут}} / G_{\text{сет}}$	70,5	56,7	42,2	43,1
P <sub>15</sub>	Расход пара на подогреватели сетевой воды	D <sub>б</sub>	кг /с	$G_{\text{сет}} \cdot (t_1 - t_3) / (i_2/4,19 - t_{\text{кб}}) \cdot 0,98$	7,14	9,13	2,93	0,48
P <sub>16</sub>	Количество конденсата от подогревателей сетевой воды	G <sub>б</sub>	кг /с	D <sub>б</sub>	7,14	9,13	2,93	0,43
P <sub>17</sub>	Паровая нагрузка на котельную за вычетом расхода пара на деаэрацию и на подогрев сырой воды, умягчаемой для питания котлов, а также без	D	кг /с	$D_{\text{потр}} + D_{\text{б}} + D_{\text{маз}}$	4,98+7,14 = 12,12	4,98+9,13 = 14,11	4,98+2,93 = 7,91	0,53+0,43 = 0,96



P <sub>18</sub>	учета внутрикотельных потерь Количество конденсата от подогревателей сетевой воды и с производства	G <sub>к</sub>	кг /с	G <sub>б</sub> + G <sub>потр</sub>	7,19+3,98 = 11,12	9,13+3,98= 13,11	2,93+3,98 = 6,91	0,43+0,42 = 0,85
P <sub>19</sub>	Количество продувочной воды, поступающей в сепаратор непрерывной	G <sub>пр</sub>	кг /с	n/100*Д	0,6	0,7	0,39	0,05
P <sub>20</sub>	Количество пара на выходе из сепаратора непрерывной	D' <sub>пр</sub>	кг /с	0,148*G <sub>пр</sub>	0,148*0,6 = 0,089	0,148*0,70= 0,104	0,148*0,3 9= 0,060	0,148*0,0 5= 0,007
P <sub>21</sub>	Количество продувочной воды, на выходе из сепаратора непрерывной	G' <sub>пр</sub>	кг /с	G' <sub>пр</sub> - D <sub>пр</sub>	0,6-0,089= 0,511	0,70-0,104= 0,596	0,32- 0,060= 0,33	0,05- 0,007= 0,043
P <sub>22</sub>	Внутрикотельные потери пара	D <sub>пот</sub>	кг /с	0,02*Д	0,02*1212 * 0,24	0,02*14,11= 0,28	0,02*7,91 = 0,16	0,02*0,96 = 0,02
P <sub>23</sub>	Количество воды на выходе из деаэратора	G <sub>д</sub>	кг /с	D+ G <sub>пр</sub> + П <sub>ут</sub>	13,44	15,53	9,02	2,07
P <sub>24</sub>	Выпар из деаэратора	D <sub>вып</sub>	кг /с	d <sub>вып</sub> *G <sub>д</sub>	0,002*13, 44= 0,027	0,002*15,53= 0,03	0,002*9,0 2= 0,018	0,002*2,0 7= 0,004
P <sub>25</sub>	Количество	G <sub>хво</sub>	кг	(D <sub>потр</sub> -	2,498	2,64	2,44	0,96

	о умягченно й воды, поступаю щей в деаэратор		/с	$G_{потр})+$ $+G'_{пр}+D_{по}$ $+D_{вып}$ $+G_{ут}$				
P <sub>26</sub>	Количество сырой воды, поступаю щей на химводооч истку	G <sub>с.в</sub>	кг /с	$K^{с.н.}_{хво} * G_x$	1,2*2,498 = 3,2	1,2*2,64= 3,17	1,2*2,44= 2,93	1,2*0,96= 1,15
P <sub>27</sub>	Расход пара для подогрева сырой воды	D <sub>с</sub>	кг /с	$G_{св} * (T_3 - T_1) * C / (i_2 - i_6) * 0.98$	0,13	0,13	0,12	0,024
P <sub>28</sub>	Количество конденсат а от подогреват елей сырой воды, поступаю щей в деаэратор	G <sub>с</sub>	кг /с	D <sub>с</sub>	0,13	0,13	0,12	0,024
P <sub>29</sub>	Суммарны й вес потоков, поступаю щих в деаэратор (кроме греющего пара)	G <sub>Σ</sub>	кг /с	$G_k + G_{хво} + G_c + D_{пр} - D_{вып}$	13,89	15,95	10,07	2,01
P <sub>30</sub>	Доля конденсат а от подогреват елей сетевой воды и с производс тва в суммарно м весе потоков, поступаю щих в			$G_k / G_{\Sigma}$	0,8	0,82	0,68	0,4

P <sub>31</sub>	деаэратор Удельный расход пара на деаэратор	d <sub>д</sub>	кг / кг	Рис.11 [ ]	0,0525	0,052	0,056	0,0753
P <sub>32</sub>	Абсолютный расход пара на деаэратор	D <sub>г</sub> *	кг /с	d <sub>д</sub> * G <sub>Σ</sub>	0.75			
P <sub>33</sub>	Расход пара на деаэратор питательной воды и для подогрева сырой воды	-	кг /с	(D <sub>г</sub> +D <sub>с</sub> )*	0,75+0,13 = 0,88	0,82+0,13= 0,95	0,56+0,12 = 0,88	0,15+0,02 4= 0,179
P <sub>34</sub>	Паровая нагрузка на котельную без учета внутрикотельных потерь	D*	кг /с	D+ (D <sub>г</sub> +D <sub>с</sub> )	12,12+0,8 8= 13,00	14,11+0,9= 15,06	7,91+0,68 = 8,59	0,96+0,17 9= 1,13
P <sub>35</sub>	Внутрикотельные потери пара	D <sub>пот</sub>	кг /с	D* * (K <sub>пот</sub> /(1- K <sub>пот</sub> ))	0,26	0,3	0,17	0,023
P <sub>36</sub>	Суммарная паровая нагрузка на котельную	D <sub>сум</sub> *	кг /с	D'+D <sub>пот</sub>	13,26	15,36	8,76	1,153
P <sub>37</sub>	Количество продувочной воды, поступающей в сепаратор непрерывной продувки	G <sub>пр</sub>	кг /с	n/ 100*D <sub>сум</sub>	0,61	0,71	0,42	0,055
P <sub>38</sub>	Количество пара на выходе из сепаратора непрерывной продувки	D <sub>пр</sub>	кг /с	G <sub>пр</sub> *(i <sub>7</sub> *0, 98-i <sub>8</sub> )/(i <sub>3</sub> - i <sub>8</sub> )	0,091	0,104	0,06	0,008

P <sub>39</sub>	Количество продувочной воды на выходе их сепаратора непрерывной продувки	G' <sub>пр</sub>	кг /с	G <sub>пр</sub> -D <sub>пр</sub>	0,519	0,606	0,36	0,047
P <sub>40</sub>	Количество воды на питание котлов	G <sub>пит</sub>	кг /с	D <sub>сум</sub> +G <sub>пр</sub>	13,87	16,07	9,18	1,208
P <sub>41</sub>	Количество воды на выходе из деаэратора	G <sub>г</sub>	кг /с	G <sub>пит</sub> +G <sub>ут</sub>	14,59	17,157	9,90	1,93
P <sub>42</sub>	Выпар из деаэратора	D <sub>вып</sub>	кг /с	d <sub>вып</sub> *G <sub>г</sub>	0,029	0,034	0,02	0,004
P <sub>43</sub>	Количество умягченной воды, поступающее в деаэратор	G <sub>хво</sub>	кг /с	(D <sub>потр</sub> -G <sub>потр</sub> )-G' <sub>пр</sub> +D <sub>пот</sub> +D <sub>вып</sub> +G <sub>ут</sub>		2,72	2,48	0,98
P <sub>44</sub>	Количество сырой воды, поступающей на химводоочистку	G <sub>с.в</sub>	кг /с	K <sup>с.н.</sup> <sub>во</sub> *G <sub>х</sub>	1,2*2,57=3,08	1,2*2,72=3,24	1,2*2,48=2,98	1,2*0,98=1,12
P <sub>45</sub>	Расход пара для подогрева сырой воды	D <sub>с</sub>	кг /с	G <sub>с.в</sub> *(T <sub>3</sub> -T <sub>1</sub> )*C/(i <sub>2</sub> -i <sub>8</sub> )*0,98	0,068	0,14	0,12	0,02
P <sub>46</sub>	Количество конденсата поступающего в деаэратор от подогревателей сырой воды	G <sub>с</sub>	кг /с	D <sub>с</sub>	0,068	0,14	0,12	0,02
P <sub>47</sub>	Суммарный вес	G <sub>Σ</sub>	кг /с	G <sub>к</sub> +G <sub>хво</sub> +G <sub>с</sub> +D <sub>пр</sub> -	13,9	16,04	9,78	1,96

	потоков поступающих в деаэратор (кроме греющего пара)			$D_{\text{вып}}$				
P <sub>48</sub>	Доля конденсата от подогревателей		кг /с	$G_k / G_{\Sigma}$	11,12/13,90= 0,797	13,11/16,04= 0,82	0,736	0,486
P <sub>49</sub>	Удельный расход пара на деаэратор	$d_g$	кг / кг	Рис.11	0,0525	0,052	0,056	0,0753
P <sub>50</sub>	Абсолютный расход пара на деаэратор	$D_g$	кг /с	$d_g * G_{\Sigma}$	0,765	0,835	0,55	0,15
P <sub>51</sub>	Расход пара на деаэрацию питательной воды и подогрев сырой воды	-	кг /с	$(D_g + D_c)$	0,833	0,975	0,67	0,17
P <sub>52</sub>	Паровая нагрузка на котельную без учета внутрикотельных потерь	$D_1$	кг /с	$D + (D_g + D_c)$	12,12+0,87= 12,9	14,11+0,87= 15,07	7,91+0,67= 8,58	0,96+0,17= 1,13
P <sub>53</sub>	Суммарная паровая нагрузка на котельную	$D_{\text{сум}}$	кг /с	$D_1 + D_{\text{пот}}$	13,21	15,385	8,75	1,153
P <sub>54</sub>	Процент расхода пара на собственные нужды котельной (деаэрация, подогрев сырой воды)	$K_{\text{с.н.}}$	%	$(D_g + D_c) / D_{\text{сум}} * 100$	6,3	6,34	7,66	14,74
P <sub>55</sub>	Количество	$N_{\text{к.р.}}$	Ш	$D_{\text{сум}} / D_{\text{ном}}^k$	2	2	2	1

P <sub>56</sub>	о работающих котлов Процент загрузки работающих паровых котлов	K <sub>зат</sub>	г. %	$D_{сум}/D_{ном}^k * N_{к.р.} * 100\%$	95,17	110,84	63	16,6
P <sub>57</sub>	Количество воды, пропускаемое помимо подогревателей сетевой воды (через перемышку между трубопроводами прямой и обратной сетевой воды)	G <sub>сет.п.</sub>	кг/с	$G_{сет} * (t_1^{max} - t_1) / (t_1^{max} - t_3)$	0	40,22	49,52	7,03
P <sub>58</sub>	Количество воды пропускаемое через подогреватели сетевой воды	G <sub>сет.б.</sub>	кг/с	$G_{сет} - G_{сет.п.}$	51,37	94,13-40,22=53,91	66,56-49,52=17,04	9,20-7,03=2,17
P <sub>59</sub>	Температура сетевой воды на входе в пароводяные подогреватели	t <sub>4</sub>	°C	$[t_1^{max}(i_6 - t_{к.б.с.}) + t_3(i_2 - i_6)] / (i_2 - t_{к.б.с.})$	81,6	71,2	57,4	58,6
P <sub>60</sub>	Температура умягченной воды на выходе из охладителя продувочной воды	T <sub>4</sub>	°C	$T_3 + G'_{пр} / G_{хво} * (i_8 / c - t_{пр})$	33,6	32,1	31,1	37,2

P <sub>61</sub>	Температура умягченной воды поступающей в деаэратор из охладителя пара	T <sub>5</sub>	°C	$T_4 + D_{\text{вып}} / G_{\text{хво}} * (i_4 - i_5) / c$	37,8	35,6	34,4	39,2
-----------------	--	----------------	----	---	------	------	------	------

## 1.6. ПОДБОР И РАЗМЕЩЕНИЕ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На основании результатов полученных при расчете тепловой схемы котельной (таб. 1.5) производим выбор основного и вспомогательного оборудования.

### 1.6.1. Выбор паровых котлоагрегатов

Выбор типа, количества и единичной производительности котлоагрегатов зависит главным образом от расчетной тепловой производительности котельной, где они будут установлены; от вида теплоносителя, отпускаемого котельной.

На основании вышеизложенного и в связи с тем, что для технологических потребностей необходим пар, в котельной установлены два паровых котлоагрегата КЕ-25-14 единичной производительностью по пару  $D = 6,94 \text{ кг/с}$ , что в сумме дает  $13,88 \text{ кг/с}$ . А из расчета тепловой схемы максимальная суммарная паровая нагрузка котельной  $D_{\text{сум}} = 15,377 \text{ кг/с}$  (таб. 1.5 п.53), что позволяет использовать котлоагрегаты КЕ-25-14 с небольшой перегрузкой в один из режимов.

### 1.6.2. Подбор сетевых насосов

Сетевые насосы выбирают по расходу сетевой воды. Расход сетевой воды принимаем из табл. 1.5 позиция.

$$G_{\text{СЕТ}}^3 = 93,13 \text{ кг/с} = 338,87 \text{ т/ч}$$

Необходимая производительность сетевых насосов, приведенная к плотности  $\rho_{\text{В}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ , м/ч

$$G_{\text{СН}} = G_{\text{СЕТ}}^3 / \rho_{\text{В}70} = 338,87 / 0,978 = 346,49$$

Напор сетевых насосов выбирается из условия преодоления гидравлического сопротивления теплотрассы при расчетном максимальном расходе воды, сопротивления котельной и соединительных трубопроводов с 10%-м запасом.

$$H_{\text{р}}^{\text{С}} = 1,1 \text{ Н} \quad (1.2)$$

Из данных гидравлического расчета тепловой сети

$$H = 0,7 \text{ МПа}$$

Тогда

$$H_{\text{р}}^{\text{С}} = 1,1 * 0,7 = 0,77 \text{ МПа}$$

К установкам принимаем блок сетевых насосов БСН-1801420, состоящий из 2-х насосов Д400/80, один из которых резервный, электродвигатель А02\_82\_2,  $N = 100 \text{ кВт}$ ,  $n = 3000^{-1}$ ,  $Q = 400 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 0,65 \div 0,85 \text{ Мпа}$

### 1.6.3. Подбор питательных насосов



В котельных с паровыми котлами устанавливаются питательные насосы числом не менее двух с независимым приводом.

Питательные насосы подбирают по производительности и напору.

Производительность всей котельной, кг/с

$$Q_{\text{ПИТ}}=1,1 \cdot D_{\text{СУМ}} \quad (1.3)$$

где  $D_{\text{СУМ}}$  - суммарная паропроизводительность котельной

из табл.1.5 п.53:  $D_{\text{СУМ}}=15,377$  кг/с

$$Q_{\text{ПИТ}}=1,1 \cdot 15,377 = 16,91 \text{ кг/с} = 60,89 \text{ т/ч}$$

Напор, который должны создавать питательные насосы для паровых котлоагрегатов, МПа

$$H_{\text{ПИТ}}=1,15 \cdot (P_6 - P_d) + H_{\text{СЕТ}} \quad (1.4)$$

где  $P_6$  - наибольшее возможное избыточное давление в котлоагрегате,

$$P_6 = 1,3 \text{ МПа}$$

$P_d$  - избыточное давление в деаэраторе,  $P_d = 0,12 \text{ МПа}$

$H_{\text{СЕТ}}$  - сопротивление всасывающего и нагнетающего трубопроводов.

Принимаем  $H_{\text{СЕТ}} = 0,15 \text{ МПа}$

$$H_{\text{НАС}} = 1,15(1,3 - 0,12) + 0,15 = 1,51 \text{ МПа}$$

Из табл. 15.3 [3] принимаем к установке 2 питательных насоса ПЭ-65-40, один из которых резервный: электродвигатель А2-92-2, подача  $65 \text{ м}^3/\text{ч}$  напор  $4,41 \text{ МПа}$ , частота вращения  $3000^{-1}$ .

#### 1.6.4. Подбор конденсатного насоса

Конденсатные насосы перекачивают конденсат из баков, куда он поступает с производства или из пароводяных подогревателей, в деаэратор.

Производительность конденсатного насоса,  $\text{м}^3/\text{ч}(\text{кг/с})$

$$Q_{\text{НАС}}^{\text{к}} = k(\text{табл.1.5. п.18}) = 13,11 \text{ кг/с} = 47,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Напор развиваемый конденсатным насосом, МПа

$$H_{\text{кон}} = 2,3 \text{ МПа}$$

По табл. 15.6. [3] принимаем к установке 2 насоса Кс-50-55-1 один из которых резервный: электродвигатель 4А160М4, подача  $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ , напор  $5,5 \text{ МПа}$ , частота вращения  $1450^{-1}$ .

#### 1.6.5. Подбор подпиточных насосов

Для восполнения утечки воды из закрытых систем теплоснабжения устанавливают подпиточные насосы.

Подача подпиточного насоса принимается из табл.1.5

$$G_{\text{подп}}=0,72 \text{ кг/с}=2,592 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Давление, создаваемое подпиточным насосом, должно обеспечить не вскипание воды на выходе из котельной

$$H_{\text{под}}=0,4 \text{ МПа}$$

По табл.15.6. [3] принимаем к установке 2 подпиточных насоса Кс-12-50 один из которых резервный: электродвигатель 4А100 2, подача 12 м<sup>3</sup>/ч напор 0,5 МПа, частота вращения 2900<sup>-1</sup>

### 1.6.6. Подбор деаэратора

В новых производственных и производственно-отопительных котельных с паровыми котлоагрегатами предусматривается установка атмосферных деаэраторов типа ДА.

Подбираем деаэратор по его производительности, т/ч(кг/с)

$$G_{\text{д}}=17,157 \text{ кг/с}=61,76 \text{ т/ч (табл.1.5п. 41)}$$

Принимаем к установке деаэратор ДА-100( табл. 3 ):

производительность, т/ч - 100

давление, МПа - 0,12

емкость деаэраторного бака, м<sup>3</sup> - 25

поверхность охладителя

выпара, м<sup>2</sup> - 8

### 1.7. Тепловой расчет котлоагрегата

Котел КЕ-25-14с предназначен для производства насыщенного пара, идущего на технологические нужды промышленных предприятий, в системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Топочная камера котла шириной 272 мм полностью экранирована (степень экранирования  $H_{\text{л}}/\text{ст}=0,8$ ) трубами  $d=51 \times 2,5$  мм. Трубы всех экранов приварены к верхним и нижним камерам  $d219 \times 8$  мм. Топочная камера по глубине разделена на два объемных блока. Каждый из боковых экранов (правый и левый) переднего и заднего топочных блоков образует самостоятельный циркуляционный контур. Верхние камеры боковых экранов в целях увеличения проходного сечения на входе в пучок расположены ассиметрично относительно оси котла. Шаг труб боковых и фронтального экранов – 55 мм, шаг труб заднего экрана – 100 мм, трубы заднего экрана выделяют из топочного объема камеру

догорания, на наклонном участке труб уложен слой огнеупорного кирпича толщиной 65мм. Объем топочной камеры -61,67 м<sup>3</sup>.

Для улучшения циркуляционных характеристик фронтального экрана на нем устанавливаются три рециркуляционные трубы d89x4мм. Площадь лучевоспринимающей поверхности нагрева - 92,10м<sup>2</sup>.

Третьим блоком котла является блок конвективного пучка с двумя барабанами (верхним и нижним) внутренним диаметром 1000мм. Длина верхнего барабана 7000мм, нижнего – 5500мм. Толщина стенки барабана котла - 13мм, материал - сталь 16ГС. Ширина конвективного пучка по осям крайних труб 2320мм. В таком пучке отсутствуют пазухи для размещения пароперегревателя, что существенно улучшает омывание конвективного пучка.

Конвективный пучок выполнен из труб d51x2,5мм. Поперечный шаг в пучке составляет 110 мм, продольный - 90мм. Площадь поверхности нагрева конвективного пучка равна 417,8м<sup>2</sup>. Первые три ряда труб на входе в пучок имеют шахматное расположение с поперечным шагом S =220мм. Удвоение величины шага по сравнению с остальными рядами позволяет увеличить проходное сечение на входе в пучок, частично перекрытое потолком потолочной камеры.

Хвостовые поверхности состоят из одноходового по воздуху воздухоподогревателя с поверхностью нагрева 228 м<sup>2</sup>, обеспечивающего нагрев воздуха до 180 °С и установленного следом за ним по ходу газов чугунного экономайзера с поверхностью нагрева 646 м<sup>2</sup>.

Для сжигания каменных и бурых углей под котлом устанавливается механическая топка ТЧЗ-2,7/5.6. Активная площадь зеркала горения равна 13,4 м<sup>2</sup>. Решетка приводится в движение при помощи привода ПТ-1200, обеспечивающего 8 ступеней регулирования скорости движения в пределах 2,8 - 17,6 м/ч. Дутьевой короб под решеткой разделен на четыре воздушные зоны. Подача воздуха регулируется при помощи поворотных заслонок на воздуховодах. Котельная установка оборудована системой возврата уноса и острого дутья. Выпадающий в конвективном пучке унос оседает в четырех зольниках и возвращается в топочную камеру для дожигания при помощи воздушных эжекторов по прямым трубкам d76мм через заднюю стенку, восемь сопел острого дутья d2 мм расположены в задней стенке топки на высоте 1400мм от решетки.

#### 1.7.1. Исходные данные и выбор коэффициента избытка воздуха

Ведем расчет котлоагрегата применительно к условиям проектируемого объекта: уголь марки ГР со следующими характеристиками

$C^P=55,2\%$ ,  $H^P=3,8\%$ ,  $O^P=5,8\%$ ,  $W^P=1,0\%$ ,  $S^P=3,2\%$ ,  $A^P=23\%$ ,  $N^P=8\%$ ,  $Q^P_H=22040\text{КДж/кг}$ ,  $V^P=40\%$ ,

Величины коэффициента избытка воздуха за каждой поверхностью нагрева определяем последовательно

$$\alpha_n = \alpha_i + \Delta\alpha \quad (1.3)$$

где  $\alpha_i$  - коэффициент избытка воздуха предыдущего газохода

$\Delta\alpha$  - нормативный присос воздуха

Таблица 1.6

Коэффициенты избытка воздуха

№ п/п	Газоход	Коэффициент избытка воздуха за топкой.	$\Delta\alpha$	$\alpha_n$
1	Топка	1,35	0,1	1,35
2	Конвективный пучок		0,1	1,45
3	Воздухоподогреватель		0,08	1,53
4	Водяной экономайзер		0,1	1,63

1.7.2. Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Расчет теоретического объема воздуха

$$V_0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S_{\text{огр+к}}^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P$$

$$V_0 = 0,0889 \cdot (55,2 + 0,375 \cdot 3,2) + 0,265 \cdot 3,8 - 0,0333 \cdot 5 \cdot 8 = 5,83 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Расчет теоретических объемов продуктов сгорания при  $\alpha=1$  м<sup>3</sup>/кг

$$V_{\text{RO}_2}^0 = 1,866 \cdot (C^P + 0,375 S_{\text{огр+к}}^P) / 100 = 1,866 \cdot (55,2 + 0,375 \cdot 3,2) / 100 = 1,0524$$

$$V_{\text{NO}_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,08 \cdot N^P = 0,79 \cdot 5,83 + 0,008 \cdot 1 = 4,612$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,111 H^P + 0,0124 W^P + 0,0161 V^0 = 0,111 \cdot 3,8 + 0,0124 \cdot 8 + 0,0161 \cdot 5,83 = 0,6148$$

Таблица 1.7

Характеристики продуктов сгорания

№	Величина	Ед. изм.	Газоходы				
			3	4	5	6	7
1	Коэффициент избытка воздуха за топкой	$\alpha_T$	1,35				
2	Нормативный присос	$\Delta\alpha$	0,1	0,1	0,08	0,1	
3	Коэффициент избытка воздуха за газоходом	$\alpha_n$	1,35	1,45	1,53	1,63	
4	Объем трехатомных газов. $V_{\text{RO}_2} = V_{\text{RO}_2}^0$	м <sup>3</sup> /кг	1,0524	1,0524	1,0524	1,0524	
5	Объем двухатомных газов. $V_{\text{N}_2} = V_{\text{N}_2}^0 + 0,0161 \cdot V^0$	-''-	6,943	7,526	8,109	8,285	
6	Объем водяных паров $V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161(\alpha - 1) \cdot V^0$	-''-	0,652	0,662	0,671	0,674	
7	Суммарный объем дымовых газов	-''-	8,647	9,24	9,832	10,0114	

	$V_{\Gamma} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}$					
8	Объемная доля трехатомных газов	-“-	0,122	0,114	0,107	0,105
	$\Gamma_{\text{RO}} = V_{\text{RO}_2} / V_{\Gamma}$					
9	Объемная доля водяных паров	-“-	0,197	0,186	0,176	0,077
	$\Gamma_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}} / V_{\Gamma}$					
10	Концентрация золы в дымовых газах, $\mu = A^{\text{p}} * \alpha_{\text{yH}} / 100 * V_{\Gamma}$	-“-	3,99	3,73	3,51	3,29

Таблица 1.8

Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива, КДж/кг

$\vartheta$ , °C	$I^0=(ct_b)*V^0$	$I^0_{RO2}=(c\vartheta)_{RO2}*V^0_{RO2}$	$I^0_{N2}=(c\vartheta)_{N2}*V^0_{N2}$	$I^0_{H2O}=(c\vartheta)_{H2O}*V^0_{H2O}$	$I^0_{\Sigma}$
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
30	39*5,83=227,2				
100	132*5,83=769,3	169*0,054=187,13	4,62*130= 600,6	151*0,616=92,87	871,596
200	286*5,83=1550,3	357*1,05= 376,3	260*4,62=1201,2	304*0,615=186,96	1764,44
300	403*...=2348,68	559*... 589,10	392*...1811,04	463*...284,75	2674
400	542*...=3158,76	772*...=813,69	527*...=2434,74	626*...=384,99	3633,42
500	664*...=3986,35	996*...=1049,78	664*...=3067,68	794*...=488,31	4605,89
600	830*...=4837,24	1222*...=1287,99	804*...=3714,48	967*...=594,71	5597,18
700	979*...=5705,61	1461*...=1539,89	946*...=4370,52	1147*...=705,41	6615,82
800	1130*...=6585,64	1704*...=1796,02	1093*...=5049,66	1335*...=821,03	766,71
900	1281*...=7465,67	1951*...=2056,35	1243*...=5742,66	1524*...=937,26	8736,27
1000	1436*...=8369,01	2202*...=2320,91	1394*...=6440,26	1725*...=1060,86	9822,05
1200	1754*...=10222,31	2717*...=2863,72	1695*...=7890,9	2131*...=1310,57	12005,19
1400	2076*...=12098,9	3240*...=3414,96	2009*...=9281,58	2558*...=1573,17	14269,71
1600	2403*...=14004,66	3767*...=3970,42	2323*...=10792,28	3001*...=1845,62	16548,3
1800	2729*...=15904,61	4303*...=4535,36	2648*...=12206,04	3458*...=2126,67	18868,07
2000	3064*...=17856,9	4843*...=5104,52	2964*...=13963,68	3926*...=8414,49	21212,69

Таблица 1.9

## Энтальпия продуктов сгорания в газоходах

θ, °С	I <sub>в</sub> <sup>0</sup> , КДж/кг	I <sub>г</sub> <sup>0</sup> , КДж/кг	Газоходы и коэф-ты избытка воздуха			
			α <sub>г</sub> =1,35	α <sub>кг</sub> =1,45	α <sub>эк</sub> =1,53	α <sub>вп</sub> =1,63
			I <sub>г</sub>	I <sub>г</sub>	I <sub>г</sub>	I <sub>г</sub>
1	2	3	4	5	6	7
30	227,2					
100		871,596			1007,9	1015
200		1764,44			1900,76	1964
300		2674,98			2811,3	2870
400		3633,42		3747,02	3754	
500		4605,89		4719,49		
600		5597,18		5710,49		
700		6615,82		6729,42		
800		7666,71		7780,31		
900		8736,37		8849,87		
1000		9822,05	9912,93	9935,65		
1200		12005,19	12096,07			
1400		14289,71	14360,59			
1600		16548,3	16639,18			
1800		18868,07	18958,95			
2000		21212,69	21303,57			
2200		23557,3	23648			

Расчет теплового баланса котлоагрегата выполнен в табл. 1.10, а поверочный расчет поверхностей нагрева котлоагрегата приведен в табл. 1.11.

На основе результатов табл. 1.9 построена I-d- диаграмма продуктов сгорания, которая представлена на рис. 1.2.

Таблица 1.10

## Расчет теплового баланса теплового агрегата

Наименование	Обозначения	Расчетная ф-ла, способ опр.	Единицы измерения	Расчет
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота	Q <sub>р</sub> <sup>р</sup>	Q <sub>р</sub> <sup>р</sup> =Q <sub>н</sub> <sup>р</sup>	КДж/Кг	22040
Потеря теплоты от мех. неполн. сгорания	q <sub>з</sub>	по табл. 4.4 [4]	%	0,8
Потеря теплоты от мех. неполноты сгорания	q <sub>4</sub>	по табл. 4.4 [4]	%	5
Т-ра уходящих газов	θ <sub>ух</sub>	исх.данные	°С	135

Энтальпия уходящих газов	$I_{yx}$	по табл. 1.9	КДж/Кг	1320
Т-ра воздуха в котельной	$t_{xb}$	по выбору	°С	30
Энтальпия воздуха в котельной	$I_{xb}^0$	по табл. 1.8	КДж/Кг	227,2
Потеря теплоты с уход. газами	$q_2$		%	$(1320-1,63 \times 227)^*$ $*(100-5)/(22040)=$ $=6,25$
Потеря теплоты от нар. охлажден.	$q_5$	по рис 3.1 [4]	%	3,8
Потеря с физ. теплом шлаков	$q_6$	$a_{шл} * I_3 * A^p / Q_H^p$	%	$0,15 * 1206^*$ $*23/22040=0,19$
Сумма тепл. Потерь	$\Sigma q$		%	$6,25+0,8+5+3,8+$ $+0,19=16,04$
КПД котлоагрегата	$\eta$	$100-\Sigma Q$	%	$100-16,04=83,96$
Козф. Сохранения теплоты	$\varphi$	$1-q_5/(\eta+q_5)$		$1-3,8/(83,96+3,8)=$ $=0,957$
Производительность агрегата по пару	$D$	по заданию	Кг/с	$25/3,6=6,94$
Давление раб. тела	$P$	по заданию	МПа	1,4
Т-ра рабочего тела	$t_{нп}$	по заданию	°С	195
Т-ра питательн. воды	$t_{пв}$	по заданию	°С	104
Удельная энтальпия р.т.	$i_{нп}$	по табл. vi-7[4]	КДж/Кг	2788,4
Удельная энт. питат. воды	$i_{пв}$	по табл. vi-7[4]	КДж/Кг	439,4
Значение продувки	$n$	по задан.	%	4,8
Полезно исп. теплота вагрегате	$Q_1$	$D*(i_{нп}-i_{пв})+n*$ $*D(I_{кв}-I_{нп})$	кВт	$Q=6,94*(2788,4-$ $439,4)+0,048*6,94*(830-$ $439,4)=$ $=16432,3$
Полный расход топлива	$B$	$Q_1/\eta Q_p^p$	Кг/с	$16432,3/0,8396*$ $*22040=0,88$
Расчетный расход	$B_p$	$B*(1-q_4/100)$	Кг/с	$0,88*(1-5/100)=$ $=0,836$



Таблица 1.11

## Тепловой расчет котлоагрегата КЕ-25-14с

№	Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Ед. изм.	Расчет
1	2	3	4	5	6
	Поверочный теплообмен в топке				
1.	Температура холодного воздуха	$t_b$		°С	30
2.	Энтальпия холодного воздуха	$I_{хв}$	табл. 1.10	КДж/Кг	227,2
3.	Температура воздуха после воздухоподогревателя	$t_{гв}$	принимается	°С	120
4.	Энтальпия воздуха после воздухоподогревателя	$I_{гв}$	диаграмма	КДж/кг	925,5
5.	Количество теплоты вносимое в топку воздухом	$Q_b$	$I_{г.в.}(\alpha_T-1)+I_{х.в.}*\Delta\alpha_T$	КДж/кг	$925,5*(1,35-1,0)+227,2*0,1=346,6$
6.	Полезное тепловыделение в топке	$Q_T$	$Q_p^p(100-q_4-q_3-q_5)/(100-q_4)+Q_b$	КДж/кг	$22040*(100-0,8-5,0-3,8)/(100-5)+346,6=22126,4$
7.	Адиабатическая температура горения	$t_a$	табл. 1.9	°С	2170
8.	Температура газов на выходе	$\vartheta$	по предварительному выбору табл. 5-3[4]	°С	1050
9.	Энтальпия газов на выходе	$I_T$	табл. 1.9	КДж/Кг	10458,7
10.	Площадь зеркала горения	$R$	по чертежу	м <sup>2</sup>	13,4
11.	Суммарная поверхность стен	$F_{ст}$	по чертежу	м <sup>2</sup>	115,2
12.	Диаметр экранных труб	$d_{нб}$	по чертежу	мм	51*2,5
13.	Шаг труб	$S_1$	по чертежу	мм	55

3.	экранов: боковых и фронтального заднего	$S_2$	по чертежу	мм	100
1 4.	Эффективная лучевоспри- нимающая поверхность топки	$H_{\text{п}}^{\text{л}}$	по чертежу	$\text{м}^2$	92,1
1 5.	Объем топочной камеры	$V_{\text{т}}$	по чертежу	$\text{м}^3$	61,67
1 6.	Степень экранирования топки	$\Psi$	$H_{\text{экр}}/F_{\text{ст}}$	-	0,8
1 7.	Толщина излучающего слоя	$S_{\text{т}}$	$3,6*V_{\text{т}}/F_{\text{ст}}$	м	$3,6*61,67/115,2=1,93$
1 8.	Относительное положение максимальных температур по высоте топки	$X$	стр. 28[4]		0,3
1 9.	Параметр учитывающий распре-деление температуры в топке	$M$	$0,59-0,5*X_{\text{т}}$		$0,59-0,5*0,3=0,44$
2 0.	Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания	$V_{\text{с*ср}}^{\text{г}}$		КДж/Кг	$(22040-10458,7)/(2170-1050)=11,35$
2 1.	Объемная доля: водяных паров	$\Gamma_{\text{H}_2\text{O}}$	табл. 1.7		0,075
	трехатомных газов	$\Gamma_{\text{RO}_2}$	табл. 1.7		0,122
2 2.	Суммарная объемная доля трехатомных газов	$\Gamma_{\text{п}}$	$\Gamma_{\text{H}_2\text{O}} + \Gamma_{\text{RO}_2}$		0,197
2 3.	Произведение	$P*\Gamma_{\text{п}}*S_{\text{т}}$		$\text{м}*\text{МПа}$	$0,1*0,197*1,93=0,036$
2 4.	Степень черноты факела	$A$	рис. 5-4[4]		0,28
2 5.	Коэффициенты ослабления лучей:	$k_{\text{г}}$	рис. 5-5 [4]	1/ ( $\text{м}*\text{МПа}$ )	7,2
	лучей:	$k_{\text{з}}$	рис. 5-6 [4]		0,048
	3-х атомных газов	$k_{\text{кокс}}$	стр. 31 [4]		10

	золотыми частицами  частицами кокса				
2 6.	Безразмерные параметры:  X1  X2	X1  X2	стр. 31 [4]	-  -	0,5  0,03
2 7.	Коэффициенты ослабления лучей топочной средой	$k_r \cdot \Gamma_n$		1/ (м*Мпа )	$7,2 \cdot 0,197 + 0,04 \cdot 3,99 + 10 \cdot 0,5 \cdot 0,03 = 1,77$
2 8.	Суммарная сила поглощения топочного объема	kps			$1,77 \cdot 0,1 \cdot 1,93 = 0,327$
2 9.	Степень черноты топки	$a_T$	рис. 5-3 [4]		0,57
3 0.	Коэффициент тепловой эффективности	$\Psi_{cp}$	$S \cdot H_{л}^r / F_{ст}$		$0,6 \cdot 92,1 / 115,2 = 0,48$
3 1.	Параметр	$\rho$	$R / F_{ст}$	-	$13,4 / 115,2 = 0,12$
3 2.	Тепловая нагрузка стен топки	$Q_T$	$B_p \cdot Q_T / F_{ст}$	кВт/м <sup>2</sup>	$0,836 \cdot 22040 / 115,2 = 159,9$
3 3.	Температура газов на выходе из топки	$\vartheta''_T$	рис. 5-7 [4]	°С	1050
3 4.	Энтальпия газов на выходе из топки	$\Gamma''_T$	I $\vartheta$ - диаграмма	кДж/кг	10458,7
3 5.	Общее тепловосприяти е топки	$Q_T$	$\varphi(Q_T - \Gamma''_T)$	кДж/кг	$0,96 \cdot (22126,4 - 10458,7) = 11202,9$
1	2	3	4	5	6
	Расчет конвективного пучка				
1.	Температура газа перед газоходом	$\vartheta'_{кг}$	из расчета топки	°С	1050
2.	Энтальпия газа перед газоходом	$\Gamma'_{кг}$	из расчета топки	кДж/кг	10458,7
3.	Температура газа за газоходом	$\vartheta''_{кп}$	принимается	°С	400
4.	Энтальпия газа	$\Gamma''_{кп}$	диаграмма	кДж/кг	3747

	за газохранилищем				
5.	Диаметр труб	$d_n \cdot \delta$	из чертежа	мм	51*2,5
	шаг поперечный	$S^1$		мм	110
	шаг продольный	$S^2$		мм	95
6.	Число труб поперек движения газа	$Z_1$	из чертежа	шт	22
7.	Число труб вдоль потока газа	$Z_2$	из чертежа	шт	55
8.	Поверхность нагрева	$H_{кп}$	из чертежа	$m^2$	417,8
9.	Ширина газохода	$B$	из чертежа	м	2,32
10.	Высота газохода	$h$	из чертежа	м	2,4
11.	Живое сечение для прохода газов	$F$	$b \cdot h - Z \cdot d_n \cdot e$	$m^2$	$2,32 \cdot 2,4 - 22 \cdot 2,5 \cdot 0,051 = 2,763$
12.	Толщина излучающего слоя	$S_{кп}$	$0,9 \cdot d_n \cdot (4 \cdot S_1 \cdot S_2 / (3,14 \cdot d_n^2) - 1)$	м	$0,9 \cdot 0,051 \cdot (4 \cdot 0,11 \cdot 0,095 / (3,14 \cdot 0,05) - 1) = 0,189$
13.	Тепловосприимчивость по уравнению теплового баланса	$Q_{кп}^6$	$\varphi \cdot (I' - I'' + \Delta \alpha_{кп} \cdot I_{хв})$	кДж/кг	$0,96 \cdot (10458,7 - 3747 + 0,1 \cdot 227,2) = 7063,1$
14.	Температурный напор в начале газохода	$\Delta t_6$	$\vartheta'_{кп} - t_{нп}$	$^{\circ}C$	$1050 - 195 = 855$
15.	Температурный напор в конце газохода	$\Delta t_m$	$\vartheta'' - t_{нп}$	$^{\circ}C$	$400 - 195 = 205$
16.	Средний температурный напор	$\Delta t$	$(\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m)$	$^{\circ}C$	$(855 - 195) / \ln(855 / 195) = 459,2$
17.	Средняя температура газов в газоходе	$\vartheta_{ср}$	$0,5 \cdot (\vartheta' + \vartheta'')$	$^{\circ}C$	$0,5 \cdot (1050 + 400) = 725$
18.	Средняя скорость газов в газоходе	$\omega$	$B_p \cdot V_r \cdot (\vartheta_{ср} + 273) / (F_r \cdot 273)$	м/с	$0,836 \cdot 9,24 \cdot (725 + 273) / (2763 \cdot 273) = 9,74$
19.	Коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к стенке	$\alpha_k$	рис. 6-6 [4]	$\frac{Вт}{m^2 \cdot ^{\circ}C}$	$63 \cdot 1 \cdot 0,925 \cdot 0,95 = 58,45$
20.	Объемная доля водяных паров	$\Gamma_{H_2O}$	табл. 1.8	-	0,072
1	2	3	4	5	6

2 1.	Суммарная объемная доля 3-х атомных газов	$\Gamma_{RO2}$	табл. 1.8	-	0,186
2 2.	Суммарная поглощающая способность 3-х атомных газов		$p^* \Gamma_n^* S_{кп}$	м/МПа	$0,1 * 0,186 * 0,189 = 0,0033$
2 3.	Коэффициент ослабления лучей 3-х атомными газами	$k_r$	рис. 5-5 [4]	1/ (м*МП а)	29,0
2 4.	Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока		$k_r^* \Gamma_n^* P^* S_r$		$29 * 0,186 * 0,1 * 0,189 = 0,1$
2 5.	Степень черноты газов	$a$	рис. 5-4 [4]		0,095
2 6.	Температура загрязненной стенки	$t_3$		°C	$195 + 60 = 255$
2 7.	Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_1$	рис. 6-12 [4]	Вт/ (м <sup>2</sup> *°C)	9,36
2 8.	Коэффициент использования	$f$	$0,9 \div 0,95$		0,93
2 9.	Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$f(\alpha_k - \alpha_l)$	Вт/ (м <sup>2</sup> *°C)	$0,93 * (58,95 + 9,36) = 63,53$
3 0.	Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	табл. 6-2		0,6
3 1.	Коэффициент теплопередачи	$K$	$\psi * \alpha_1$	Вт/ (м <sup>2</sup> *°C)	$0,6 * 63,53 = 38,5$
3 2.	Тепловосприяти е пучка	$Q_{кп}^r$	$K * H * \Delta t / B_p * 10^3$	КДж/кг	$38,5 * 417,8 * 459,15 / (0,836 * 10^3) = 7907$
3 3.	Расхождение величин	$\Delta H$	$(Q_{кп}^r - Q_{кп}^b) / Q_{кп}^r * 100\%$	%	$(7907 - 7663,1) / 7907 * 100 = 3,1$
	Расчет воздухоподогрев ателя				
1.	Температура газов на входе в воздухонагреват ель	$\vartheta'_{вп}$	из расчета конвективного пучка	°C	400
2.	Энтальпия газов на входе в воздухонагреват	$\Gamma'_{вп}$	из расчета конвективного пучка	КДж/кг	3747

	ель				
3.	Температура газов на выходе из воздухонагревателя	$\theta''_{\text{вп}}$	по предварительному выбору	°С	270
4.	Энтальпия газов на выходе из воздухонагревателя	$I''_{\text{вп}}$	I $\theta$ - диаграмма	КДж/кг	2538
5.	Температура холодного воздуха	$t_x^* \text{в}$		°С	30
6.	Тепловосприятие по балансу	$Q^{\text{б}}_{\text{вп}}$	$\varphi(I' - I'' + \Delta\alpha * I * L)$	КДж/кг	$0,95 * (3747 - 2538 + 0,08 * 227,2) = 828,7$
1	2	3	4	5	6
7.	Температура воздуха на выходе из воздухоподогревателя	$t_{\text{гв}}$	по предварительному выбору	°С	120
8.	Энтальпия воздуха на выходе из воздухоподогревателя	$I_{\text{гв}}$	диаграмма	КДж/кг	925,5
9.	Тип воздухоподогревателя		Прил. 1 [1]		Тип III, площадь поверхности нагрева 166
10.	Диаметр труб	$d_{\text{н}}$	Прил. 1 [1]	мм	40*1,5
11.	Относительный шаг поперечный продольный	$S_1$ $S_2$	Прил. IV		1,5 2,1
12.	Отношение	$\rho'$	$\alpha_{\text{вп}} - \Delta\alpha_{\text{вп}}$		$1,35 - 0,1 = 1,25$
13.	Энтальпия воздуха на выходе из воздухоподогревателя	$I''_{\text{вп}}$	$Q^{\text{б}}_{\text{вп}} / (\rho' + \Delta\alpha/2) + I^0_{\text{вх}}$	КДж/кг	$828,7 / (1,25 + 0,08/2) + 227,3 = 869,7$
14.	Температура воздуха на выходе из воздухоподогревателя  Полученная	$t''_{\text{вп}}$	по I $\theta$ - таблице	°С	115

	температура горячего воздуха $t=115^{\circ}\text{C}$ , отличается от выбранной $t=120^{\circ}\text{C}$ на $5^{\circ}\text{C}$ , что находится в норме				
1 5.	Средняя температура газов	$\vartheta_{\text{cp}}$	$0,5*(\vartheta'+\vartheta'')$	$^{\circ}\text{C}$	$0,5*(400+270)=335$
1 6.	Средняя температура воздуха	$t_{\text{cp}}$	$0,5*(t'+t'')$	$^{\circ}\text{C}$	$0,5*(115+30)=72,5$
1 7.	Средняя скорость воздуха	$\omega_{\text{в}}$	$6\div 8$	м/с	8
1 8.	Средняя скорость газов	$\omega_{\text{г}}$	$12\div 16$	м/с	12
1 9.	Большая разность температур	$\Delta t_{\text{б}}$	$\vartheta' - t''$	$^{\circ}\text{C}$	$400-115=285$
2 0.	Меньшая разность температур	$\Delta t_{\text{м}}$	$\vartheta'' - t'$	$^{\circ}\text{C}$	$270-30=240$
2 1.	Средний температурный напор	$\Delta t$	$(\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{б}} / \Delta t_{\text{м}})$	$^{\circ}\text{C}$	$(285-240) / \ln(285/240)=262$
2 2.	Секундный расход газа	$V'_{\text{г}}$	$B_{\text{p}} * V'_{\text{г}} * (\vartheta_{\text{cp}} + 273) / 273$	м <sup>3</sup> /с	$0,836 * 9,832 * (335-273) / 273=18,3$
2 3.	Секундный расход воздуха	$V'_{\text{в}}$	$B_{\text{p}} * V'_{\text{в}} * (\vartheta'_{\text{cp}} + 273) / 273$	м <sup>3</sup> /с	$0,836 * 8,162 * (72,5-273) / 273=8,63$
2 4.	Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны	$\alpha_{\text{к}}$	рис. 6-5 [4]	Вт/ (м <sup>2</sup> *°C)	$72 * 0,9 * 0,88 * 1,02=62,7$
2 5.	Коэффициент теплоотдачи от газов с стенке	$\alpha_{\text{л}}$	рис. 6-7 [4]	Вт/ (м <sup>2</sup> *°C)	$35 * 1,03 * 1,02=36,8$
1	2	3	4	5	6
26	Коэффициент использования воздухоподогревателя	$\int$	табл. 6-3		0,7
27	Коэффициент теплопередачи	К	$\int * (\alpha_{\text{к}} * \alpha_{\text{л}}) / (\alpha_{\text{к}} - \alpha_{\text{л}})$	Вт/ (м <sup>2</sup> *°C)	$0,7 * (62,7 * 36,8) / (62,7 - 36,8)=16,2$
28	Тепловосприятие по уравнению	$Q'_{\text{вп}}$	$K * H * \Delta t / (B_{\text{p}} * 10^3)$	КДж/ кг	$16,2 * 262 * 166 / (0,836 * 10^3)=842,7$

	теплообмена				
29	Расхождение	$\Delta Q$		%	$100*(842,7-828,7)/842=1,6\%$ 2%
	Расчет водяного экономайзера				
1.	Температура газов перед экономайзером	$\vartheta'_{\text{эк}}$	из расчета воздухоподогревателя	°C	270
2.	Энтальпия газов перед экономайзером	$I'_{\text{эк}}$	из расчета воздухоподогревателя	КДж/кг	2538
3.	Температура газов за экономайзером	$\vartheta''_{\text{э}}$	принимаем	°C	135
4.	Энтальпия газов за экономайзером	$I''_{\text{эк}}$	диаграмма	КДж/кг	1320
5.	Тепловосприятие экономайзера	$Q^{\text{б}}_{\text{э}}$	$\varphi(I'-I''+\alpha*I*L)$	КДж/кг	$0,96*(2538-1320+0,1*277,4)=1241$
6.	Температура питательной воды	$t_{\text{пв}}$	по заданию	°C	104
7.	Энтальпия питательной воды	$I_{\text{пв}}$	по заданию	КДж/кг	439,2
8.	Энтальпия воды за экономайзером	$I_{\text{эк}}$	$I_{\text{пв}}+Q^{\text{б}}_{\text{эк}}*B_p/D$	КДж/кг	$439,2+1241*0,876/6,94=568,5$
9.	Тип экономайзера		прил. V1 [4]		ЭП-646
10	Температура воды за экономайзером	$t''_{\text{в}}$	табл. V1-6 [4]	°C	136
11	Большая разность температур	$\Delta t_{\text{б}}$	$\vartheta'-t''_{\text{в}}$	°C	$270-135=134$
12	Меньшая разность температур	$\Delta t_{\text{м}}$	$\vartheta''-t_{\text{пв}}$	°C	$135-100=35$
13	Средний температурный напор	$\Delta t$	$(\Delta t_{\text{б}}-\Delta t_{\text{м}})/\ln(\Delta t_{\text{б}}/\Delta t_{\text{м}})$	°C	$(134-35)/\ln(134/35)=62,8$
14	Средняя температура газов	$\vartheta_{\text{ср}}$	$0,5*(\vartheta'+\vartheta'')$	°C	$0,5*(270+135)=202,5$
15	Длина трубы	$L$	табл. 1V-2 [4]	м	2
16	Средняя скорость газов	$\omega$	принимается 6 ÷ 12	м/с	11
17	Секундный расход газов	$V_{\text{сек}}$	$B_p*V_r*(\vartheta_{\text{ср}}+273)/273$	м <sup>3</sup> /с	$0,836*10,011*(202+273)/273=14,24$
1	2	3	4	5	6
18	Живое сечение всего экономайзера	$f$	$V_{\text{сек}}/\omega_{\text{эк}}$	м <sup>2</sup>	$14,24/8=1,78$
19	Коэффициент теплопередачи	$k$	рис. 6-4 [4]	Вт/(м <sup>2</sup> *°C)	25,8
20	Типовая поверхность	$H_{\text{эк}}$	табл. 1У-2 [4]	м <sup>2</sup>	646



	нагрева экономайзера				
21	Расчетная поверхность нагрева экономайзера	$H_{эк}$	$Q \cdot B_p \cdot 10^3 / (K \cdot \Delta t)$	$m^2$	$1241 \cdot 0,816 \cdot 10^3 /$ $(62,8 \cdot 25,8) = 640$
22	Тепловосприятие ступени по уравнению теплообмена	$Q_T$	$K \cdot H \cdot \Delta t / (B_p \cdot 10^{-3})$	КДж/ кг	$25,8 \cdot 646 \cdot 62,8 /$ $(0,836 \cdot 10^3) = 1252$
23	Расхождение			%	$(1252 - 1241) /$ $1252 \cdot 100 = 0,0882\%$
Расчет окончен					

Таблица 1.12

Сводная таблица теплового расчета котлоагрегата КЕ-25-14с

№	Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Расчетное значение
1	2	3	4	5
<u>Тепловой баланс</u>				
1.	Располагаемая теплота топлива	$Q_p^p$	КДж/Кг	22040
2.	Температура уходящих газов	$\vartheta_{yx}$	°С	135
3.	Потеря теплоты с уходящими газами	$q_2$	%	6,25
4.	К.П.Д.	$\eta$	%	83,96
5.	Расход топлива	$B_p$	Кг/с	0,836
<u>Топка</u>				
1.	Температура воздуха	$t_b$	°С	120
2.	Теплота, вносимая воздухом	$Q_b$	КДж/Кг	346,6
3.	Полезное тепловыделение	$Q_t$	КДж/Кг	22126,4
4.	Температура газов на выходе	$\vartheta_t$	°С	1050
5.	Энтальпия газов на выходе	$I_t$	КДж/Кг	10458,7
6.	Тепловосприятие	$Q_t$	КДж/Кг	11202,9
<u>Конвективный пучок</u>				
1.	Температура газов:	$\vartheta'$	°С	1050
	на входе	$\vartheta''$	°С	400
	на выходе			
2.	Энтальпия газов:	$I'$	КДж/Кг	104587
	на входе	$I''$	КДж/Кг	3747
	на выходе			
3.	Тепловосприятие поверхности нагрева	$Q_{кп}^b$	КДж/Кг	7663,1
<u>Воздухоподогреватель</u>				
1.	Температура газов:	$\vartheta'$	°С	400
	на входе	$\vartheta''$	°С	270
	на выходе			
2.	Энтальпия газов:	$I'$	КДж/Кг	3747
	на входе	$I''$	КДж/Кг	2538
	на выходе			
3.	Температура воздуха:	$t'_b$	°С	30
	на входе	$t''_b$	°С	115

	на выходе			
4.	Энтальпия воздуха:		КДж/Кг	227,2
	на входе		КДж/Кг	869,7
	на выходе			
5.	Тепловосприятие поверхности нагрева	$Q_{\text{вп}}^{\circ}$	КДж/Кг	828,7
<u>Экономайзер</u>				
1.	Температура газов:	$\vartheta'$	°С	270
	на входе	$\vartheta''$	°С	135
	на выходе			
2.	Энтальпия газов:	$\Gamma'$	КДж/Кг	2538
	на входе	$\Gamma''$	КДж/Кг	1320
	на выходе			
3.	Тепловосприятие поверхности нагрева	$Q_{\text{эк}}^{\circ}$	КДж/Кг	1241

Расчетная невязка теплового баланса парогенератора, КДж/кг

$$Q = Q_p^p * \eta - (Q_{\text{л}}^{\text{т}} + Q_{\text{кп}} + Q_{\text{эк}}) * (1 - Q_4/100)$$

$$Q = 22040 * 0,8396 - (11202,9 + 7663,1 + 1241) * (1 - 5/100) = 59,7$$

$$Q/Q_p^p = 59,7/22040 * 100 = 0,27\% \quad 0,5\%$$

## 1.8. АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

### ТЯГОДУТЬЕВОГО ТРАКТА

В условиях проектируемого объекта каждый котлоагрегат должен иметь свой дутьевой вентилятор и дымосос. Основными параметрами тягодутьевых машин являются их производительность и создаваемый напор. Дымососы и вентиляторы поставляются комплектно к котлоагрегату. Нам необходимо произвести аэродинамический расчет тягодутьевого тракта и определиться: достаточно ли будет рабочих давлений вентилятора и дымососа для преодоления аэродинамических сопротивлений тракта.

В этом расчете определяются также сечения воздухопроводов и газоходов. Аксонометрические схемы дутьевого тракта и тракта для удаления продуктов сгорания представлены на рис. 1.3 и рис. 1.4.

Схема дутьевого тракта

Рис. 1.3.

1-вентилятор, 2-воздухозаборник, 3-воздухоподогреватель, 4-зоны дутья

## Схема тракта для продуктов сгорания

рис .1.4.

1-дымосос, 2-котлоагрегат, 3-воздухоподогреватель, 4-экономайзер,  
5-циклон, 6-дымовая труба

### 1.8.1. АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

#### ДУТЬЕВОГО ТРАКТА

1. Действительное количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива, м<sup>3</sup>/с.

$$V_v = V^o * B_p * \alpha_r * (t_v + 273) / 273 = 5,83 * 0,836 * 1,35 * (115 + 273) / 273 = 9,35$$

где  $B_p$  - расчетный расход топлива.  $B_p = 0,836$  кг/с - из теплового расчета

$V^o$  - теоретический расход воздуха для сгорания 1кг топлива

$V^o = 5,83$  м<sup>3</sup>/кг - из теплового расчета

$\alpha_r$  - коэффициент избытка воздуха в топке,  $\alpha_r = 1,35$

2. Скорость воздуха по тракту, м/с

$$\omega = 10 \text{ (принимаем)}$$

3. Сечение главного тракта, м<sup>2</sup>

$$F = V_v / \omega_v = 9,35 / 10 = 0,935 \quad a_{хв} = 0,95 * 0,95$$

4. Сечение рукавов к дутьевым зонам, м<sup>2</sup>

$$f' = f / 4 = 0,935 / 4 = 0,234 \quad a_{хв} = 0,4 * 0,6$$

5. Плотность воздуха при данной температуре, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_v = \rho_v^o * 273 / (273 + 115) = 1,293 * 273 / (273 + 115) = 0,91$$

6. Сумма коэффициент местных сопротивлений по тракту воздуха:

патрубок забора воздуха  $f = 0,2$ ; плавный поворот на 90° (5 шт.)  $f = 0,25 * 5 = 1,25$ ; резкий поворот на 90°  $f = 1,1$ ; поворот через короб  $f = 2$ , направляющий аппарат  $f = 0,1$ ; диффузор  $f = 0,1$ ; тройник на проход - 3 шт.  $f = 0,35 * 3 = 1,05$

$$\Sigma f = 5,8$$

7. Потеря давления на местные сопротивления, Па

$$\Delta h_{ме} = \Sigma f * \omega^2 / 2 * \rho = 5,8 * 10^2 / 2 * 0,91 = 263,9$$

8. Сопротивление воздухоподогревателя, Па

$$\Delta h_{\text{вп}}=400$$

9. Аэродинамическое сопротивление топочного оборудования, Па

$$\Delta h_{\text{то}}=500$$

10. Полное аэродинамическое сопротивление воздушного тракта, Па

$$\Delta h_{\text{в}}=\Delta h_{\text{ме}}+\Delta h_{\text{вп}}+\Delta h_{\text{то}}=263,9+400+500=1163,9$$

11. Производительность вентилятора, м<sup>3</sup>/с (м<sup>3</sup>/ч)

$$Q_{\text{в}}=1,1*V_{\text{в}}=1,1*9,35=10,285 \text{ (37026) кг/с (м}^3\text{/ч)}$$

12. Полный напор вентилятора, Па

$$H_{\text{в}}=1,2*\Delta h_{\text{в}}=1,2*1163,9=1396,68$$

13. Тип и маркировка вентилятора выбирается из табл. 1.4.1 [3]. Принимаем дутьевой вентилятор ВДН-12,5 с характеристиками: производительность 39,10 тыс. м<sup>3</sup>/ч; полное давление 5,32 кПа, максимальный К.П.Д. 83%, мощность электродвигателя А02-92-4

$$N=100 \text{ кВт.}$$

## 1.8.2. АЭРОДИНАМИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ

### ТРАКТА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

1. Действительное количество продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с

$$V_{\text{г}}=V_{\text{п}}*B_{\text{р}}=10,011*0,836=8,37$$

где  $V_{\text{п}}$  - суммарный объем продуктов сгорания 1кг топлива = 10,011м<sup>3</sup>/кг(табл.1.7)

2. Температура продуктов сгорания за экономайзером, °С

$$\vartheta_{\text{yx}}=135 \text{ °С (табл.1.10)}$$

3. Объем продуктов сгорания перед дымососом, м<sup>3</sup>/с

$$V_{\text{г}}^{\text{н}}=V_{\text{г}}*(273+\vartheta_{\text{yx}})/273=8,37*(273+135)/273=12,51$$

4. Плотность пропуктов сгорания при соответствующих температурах, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho=273/(273+\vartheta_{\text{г}})$$

- перед дымососом  $\rho_{\text{д}}=1,34*273/(273+132)=0,897$

- перед дымовой трубой  $\rho_{\text{дт}}=1,34*273/(273+132)=0,903$

5. Средняя скорость продуктов сгорания по тракту, м/с

$$\omega = 10 \text{ (принимается)}$$

6. Сечение газоходов, м<sup>2</sup>

$$F = 12,51/10 = 1,25 \quad a_{хв} = 1,1 * 1,1$$

7. Сумма коэффициентов местных сопротивлений:

- плавный поворот на 90° (2 шт.)  $f = 7 * 0,25 = 1,75$ ; поворот на 90° через короб  $f = 2$ ;  
направляющий аппарат  $f = 0,1$ ; диффузор  $f = 0,1$ ; поворот на 135° (3 шт.)  $f = 3 * 1,5 = 4,5$ ;  
тройник на проход  $f = 0,35$ ; выход в дымовую трубу  $f = 1,1$

$$\Sigma f = 9,9$$

8. Потери напора в местных сопротивлениях, Па

$$\Delta h_{ме} = \Sigma f * \omega / 2 * \rho = 9,9 * 10^2 / 2 * 0,9 = 445,5$$

9. Высота дымовой трубы, м

$$H = 80$$

10. Скорость газов в дымовой трубе, м/с

$$\omega_d = 16$$

11. Внутренний диаметр устья трубы, м

$$d_y = \sqrt{12,51 * 2 * 4 / (3,14 * 16)} = 2$$

12. Диаметр основания трубы, м

$$d_{осн} = d_y + 0,02 * H_{тр} = 2 + 0,02 * 80 = 3,6$$

13. Средний диаметр трубы, м

$$d_{ср} = d_y + d_{осн} = (2 + 3,6) / 2 = 2,8$$

14. Потеря напора на трение в дымовой трубе, Па

$$\Delta h_{тр} = f * H / d_{ср} * \omega^2 / 2 * \rho = 0,02 * 80 / 2,80 * 16^2 / 2 * 0,903 = 92,47$$

15. Сопротивление котлоагрегата, Па

$$\Delta h_k = 1227$$

16. Самотяга в дымовой трубе, Па

$$\Delta h_{сам} = H * (\rho_v - \rho_r) * g = 80(1,16 - 0,903) * 9,81 = 201,7$$

17. Полное аэродинамическое сопротивление тракта продуктов сгорания, Па

$$\Delta h = \Delta h_{mc} + \Delta h_{гр} + \Delta h_{к} - \Delta h_{сам} = 445,5 + 92,47 + 1227 - 201,7 = 1563,27$$

18. Расчетная производительность дымососа, м<sup>3</sup>/с (М<sup>3</sup>/2)

$$Q_d = 1,1 * V_d^r = 1,1 * 12,51 = 13,81 \text{ (49702)}$$

19. Расчетный напор дымососа, Па

$$H_d = 1,2 * \Delta h = 1,2 * 1563,27 = 1876$$

20. Тип и маркировка дымососа выбирается по табл. 14.4 [3]. Принимаем к установке дымосос ДН-15 с характеристиками: производительность 50 тыс. м<sup>3</sup>/ч; полное давление 2,26 кПа; максимальный К.П.Д. 82%; мощность электродвигателя А02-92-6 N= 75 кВт.

## 2. СПЕЦЧАСТЬ

### РАЗРАБОТКА БЛОЧНОЙ СИСТЕМЫ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

В связи с реконструкцией котельной, которая заключается в переводе паровых котлоагрегатов КЕ-25 с производственного назначения на отопительно-производственное назначение, водогрейные котлы ТВГ-3 консервируются, а для получения тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение административно-бытовых зданий шахтоуправления и жилых домов поселка шахты «Кочегарка» в специальной части дипломного проекта разрабатывается блочная система подогревателей сетевой воды на отопление и подогревателей горячего водоснабжения, состоящая из пароводяных и водоводяных теплообменников.

Надежность работы поверхностей нагрева котельных агрегатов и систем теплоснабжения зависит от качества питательной и подпиточной воды.

Основной задачей подготовки воды в котельных является борьба с коррозией и накипью. Коррозия поверхностей нагрева котлов подогревателей и трубопроводов тепловых сетей вызывается кислородом и углекислотой, которые проникают в систему вместе с питательной и подпиточной водой.

Качество питательной воды для паровых водотрубных котлов с рабочим давлением 1,4 МПа в соответствии с нормативными документами должно быть следующим:

- общая жесткость 0,02 мг. экв/л,
- растворенный кислород 0,03 мг/л,
- свободная углекислота - отсутствие.

При выборе схем обработки воды и при эксплуатации паровых котлов качество котловой (продувочной) воды нормируют по общему солесодержанию (сухому остатку): величина его обуславливается конструкцией сепарационных устройств, которыми оборудован котел, и устанавливается заводом изготовителем. Солесодержание котловой воды для котлов КЕ-25-14с не должно превышать 3000 мг/л.

## 2. 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Источником водоснабжения котельной служит канал Северский Донец-Донбасс. Вода поступает в котельную с  $t=5^{\circ}\text{C}$  в зимний период.

Исходная вода имеет следующий состав, который представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1.

### Анализ исходной воды

№	Наименование	Обозначение	Единица измерения	
			мг.экв/л	мг/л
1.	Сухой остаток	$C_b$	-	1017
2.	Жесткость общая	$J_o$	8,6	-
3.	Жесткость карбонатная	$J_k$	4,0	-
4.	Катионы: кальций	$Ca^{2+}$	4,8	96,2
5.	магний	$Mg^{2+}$	3,8	46,2
6.	натрий	$Na^+$	1,16	32,6
7.	Сумма катионов	$K_{\text{к}}$	9,76	175
8.	Анионы: хлориды	$Cl$	-	124
9.	сульфаты	$SO_4^{2-}$	-	390
10.	бикарбонаты	$HCO_3^-$	-	-
11.	Сумма анионов	$A_{\text{н}}$	-	-
12.	$P_{\text{н}}=7,5$			

## 2.2. ВЫБОР СХЕМЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ВОДЫ

Выбор схемы обработки воды для паровых котлов проводится по трем основным показателям:

- величине продувки котлов;
- относительной щелочности котловой воды;
- по содержанию углекислоты в паре.

Сначала проверяется, допустима ли наиболее простая схема обработки воды натрий катионирования по этим показателям.

Продувка котлов по сухому остатку, % определяется по формуле

$$P_{\text{п}} = (C_x * P_k * 100) / (C_{\text{к.в}} * x * P_k) = 1072 * 0,123 / (3000 - 1072 * 0,123) * 100 = 4,6\%$$

где  $C_x$  - сухой остаток химически очищенной воды, мг/л,

$$C_x = C_b + 2,96H - 10,84N = 1017 + 2,96 * 4,8 + 10,84 * 3,8 = 1072 \text{ мг/л}$$



Пк - суммарные потери пара; в долях паропроизводительности котельной

$C_{к.в}$  - сухой остаток котловой воды, принимается по данным завода изготовителя котлов

Относительная щелочность котловой воды равна относительной щелочности химически обработанной воды, %, определяется по формуле

$$\text{Щ}' = 40 * \text{Ж}_к * 100 = 40 * 4 * 100 / 1072 = 14,9\% < 20\%$$

где 40 - эквивалент Щ мг/л

$\text{Щ}_i$  - щелочность химически обработанной воды, мг.экв/л, принимается для метода Na - катионирования, равной щелочности исходной воды (карбонатной жесткости).

Количество углекислоты в паре определяется по формуле:

$$C_{\text{уг}} = 22 * \text{Ж}_к * \alpha_0 * (\alpha' - \alpha'') = 22 * 4,0 * 0,19(0,4 + 0,7) = 18,39 \text{ мг/л}$$

$$18,39 \text{ мг/л} < 20 \text{ мг/л}$$

где  $\alpha_0$  - доля химически очищенной воды в питательной;

$\alpha'$  - доля разложения  $\text{HCO}_3$  в котле, при давлении  $14 \text{ кгс/см}^2 (1,4 \text{ МПа})$  принимается равной 0,7

$\alpha''$  - доля разложения  $\text{HCO}_3$  в котле, принимается равной 0,4

Производительность цеха водоподготовки принимаем из табл. 1.5 п.44 - количество сырой воды, поступающей на химводоочистку.

Следовательно принимаем схему обработки воды путем натрий-катионирования.

$$G_p^н = G_{с.в.} = 3,24 \text{ кг/с} = 11,66 \text{ м}^3/\text{ч}$$

### 2.3. РАСЧЕТ ОБОРУДОВАНИЯ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Расчет оборудования необходимо начинать с хвостовой части т.е. с натрий-катионитных фильтров второй ступени, т.к. оборудование должно обеспечить дополнительное количество воды, идущей на собственные нужды водоподготовки.

#### 2.3.1. Натрий-катионитные фильтры второй ступени.

Для сокращения количества устанавливаемого оборудования и его унификации принимают однотипные конструкции фильтров для первой и второй ступени. Для второй ступени устанавливаем для фильтра: второй фильтр используется для второй ступени в период регенерации и одновременно является резервным для фильтров первой ступени катионирования.

Принимаем к установке фильтр ФИПА 1-1, 0-6

Ду = 1000мм, Н=2м.

Количество солей жесткости подлежащих удалению определяется по формуле:

$$A_n = 24 * 0,1 * G_p^u = 24 * 0,1 * 11,66 = 27,98 \text{ г.экв/сутки},$$

где 0,1 - жесткость фильтрата после фильтров первой ступени катионирования, мг.экв/л

$G_p^u$  - производительность натрий-катионитового фильтра, м<sup>3</sup>/ч

Число регенерации фильтра в сутки:

$$n = A / f * h * E * n_{\phi} = 27,98 / 0,76 * 2 * 424 * 1 = 0,04 \text{ рег/сут.}$$

Где h - высота слоя катионита, м

f - площадь фильтрования натрий-катионитного фильтра,

$$f = 0,76 \text{ м}^2, \text{ табл.5 [3]}$$

n - число работающих фильтров

E - рабочая обменная способность катионита, г.экв/м<sup>3</sup>

$$E = \varphi * \psi * E_n - 0,5 * g * 0,1 = 0,94 * 0,82 * 550 - 0,5 * 7 * 0,1 = 424 \text{ г.экв/м}^3$$

где  $\varphi$  - коэффициент эффективности регенерации принимается по табл. 5-5 [5]  $\varphi = 0,94$

$\psi$  - коэффициент, учитывающий снижение обменной способности катионита по Ca<sup>+</sup> и Mg<sup>+</sup> за счет частичного задержания катионов, принимается по табл. 5-6 [5]  $\psi = 0,82$

$E_n$  - полная обменная способность катионита, г.экв/м<sup>3</sup>, принимается по заводским данным

g - удельный расход воды на отмывку катионита м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, принимается по табл. 5-4 [5] g=7

0,5 - доля умягчения отмывочной воды

Межрегенерационный период работы фильтра

$$t = 1 * 24 / 0,04 = 598 \text{ ч}$$

2 - время регенерации фильтра, принимаем по табл. 5-4 [5]

Скорость фильтрования

$$\omega_{\phi} = 11,66 / (0,76 * 1) = 15,34 \text{ м/ч}$$

Расход 100%-ной соли на одну регенерацию натрий-катионитного фильтра II ступени:

$$Q_{\text{NaCl}} = 424 * 0,76 * 2 * 350 / 1000 = 225,57 \text{ кг/рег}$$

где g - удельный расход соли на регенерацию фильтров, 350г.экв/м<sup>3</sup> по табл. 5-4 [5]

Объем 26%-ного насыщенного раствора соли на одну регенерацию составит:

$$Q_{н.р} = Q_{\text{NaCl}} * 100 / (1000 * 1,2 * 26) = 225 * 57 * 100 / (1000 * 1,2 * 26) = 0,72 \text{ м}^3$$

где 1,2 - удельный вес насыщенного раствора соли при  $t = 20^\circ\text{C}$

26 - 26%-ное содержание соли NaCl в насыщенном растворе при  $t = 20^\circ\text{C}$

Расход технической соли в сутки

$$Q_{\text{техн}} = Q_{\text{NaCl}} * 100 / 93 = 225 * 57 * 0,04 * 100 * 1 / 93 = 9,7 \text{ кг/сут}$$

где 93 - содержание NaCl в технической соли, %

Расход технической соли на регенерацию фильтров в месяц

$$Q^{\text{м}} = Q_{\text{т}} * 30 = 9,7 * 30 = 291 \text{ кг}$$

Расход воды на регенерацию натрий-катионитного фильтра складывается из:

а) расхода воды на взрыхляющую промывку фильтра

$$V_{\text{в}} = b * z / 100 = 30 * 76 * 60 * 15 / 1000 = 2,05 \text{ м}^3$$

где  $b$  - интенсивность взрыхляющей промывки фильтров л/м<sup>2</sup>

принимается по табл. 5-4 [5],  $b = 30$  л/м<sup>2</sup>

$z$  - продолжительность взрыхляющей промывки, мин.

принимается по табл. 5-4 [5],  $z = 15$

б) расхода воды на приготовление регенерационного раствора соли

$$V_{\text{рег}} = Q_{\text{NaCl}} * 100 / (1000 * g * \rho) = 225,57 * 100 / (1000 * 7 * 1,04) = 3,1 \text{ м}^3$$

где 100 - концентрация регенерационного раствора, принимается по табл. 5-4 [5]

$\rho$  - плотность регенерационного раствора, принимается по табл. 15.6 [5],  $\rho = 1,04$  кг/м<sup>3</sup>

в) расхода воды на отмывку катионита от продуктов регенерации:

$$V_{\text{отм}} = q * f * t_{\text{рег}} = 7 * 0,76 * 2 = 10,64 \text{ м}^3$$

где  $q$  - удельный расход воды на отмывку катионита, принимается 7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по табл. 5-4 [5]

Расход воды на одну регенерацию натрий-катионитного фильтра II-ой ступени с учетом использования отмывочных вод для взрыхления:

$$V_{\text{рег}} = 2,05 + 3,1 + (10,64 - 2,05) = 13,74 \text{ м}^3/\text{рег}$$

Расход воды в сутки в среднем составит:

$$V_{\text{сут}}=13,74*0,04 = 0,55\text{м}^3/\text{сут}$$

### 2.3.2. Натрий-катионитные фильтры 1 ступени

Принимаются к установке как и для второй ступени два фильтра  $\varnothing = 1000\text{мм}$ ,  $H=2\text{м}$ .

Количество солей жесткости подлежащих удалению определяется по формуле:

$$A_1=24*(K_0-0,1)=24x(8,6-0,1)x11,66=2378,64 \text{ г.экв/л}$$

где  $J$ - общая жесткость воды, поступающая в натрий-катионитные фильтры

0,1 - остаточная жесткость после первой ступени катионирования.

Рабочая обменная способность сульфогля при натрий-катионировании.

$$E=0,74*0,82*550-0,5*7*8,6=304 \text{ г.экв/м}^3$$

Число регенерации натрий-катионитных фильтров первой ступени:

$$n=2378,64/(0,76*2*304*2)=2,57 \text{ рег/сут}$$

Межрегенерационный период работы каждого фильтра

$$T_1=24*2/2,57-2=16,67$$

Нормальная скорость фильтрации при работе всех фильтров:

$$\omega_{\phi}=11,66/(0,76*2)=7,67$$

Максимальная скорость фильтрации (при регенерации одного из фильтров)

$$\omega_{\phi}=11,66/(0,76*(2-1))=15,34 \text{ м/ч}$$

Расход 100%-ной соли на одну регенерацию натрий-катионитного фильтра первой ступени

$$Q_{\text{NaCl}}=304*0,76*2*150/1000=69,31 \text{ кг/рег}$$

Объем 26%-ного насыщенного раствора соли на одну регенерацию

$$Q=69,31*100/(1000*1,2*26)=0,22 \text{ м}^3$$

Расход технической соли в сутки

$$Q_c=69,31*257*100*2/93=383,07 \text{ кг/сут}$$

Расход технической соли на регенерацию натрий-катионитных фильтров первой ступени в месяц

$$Q_m=30*383,07=11492 \text{ кг/мес.}$$

Расход воды на взрыхляющую промывку фильтра

$$V_{\text{пр}}=3*0,76*60*12/1000=2,05 \text{ м}^3$$

Расход воды на приготовление регенерационного раствора соли

$$V_{\text{рег}}=69,21*100/(1000*7*1,04)=0,95 \text{ м}^3$$

Расход воды на отмывку катионита

$$V_{\text{отм}}=7*0,76*2=10,64 \text{ м}^3$$

Расход воды на одну регенерацию натрий-катионитного фильтра 1 ступени с учетом использования отмывочных вод для взрыхления

$$V=2,05+0,95+(10,64-2,05)=11,59 \text{ м}^3/\text{рег}$$

Расход воды на регенерацию натрий-катионитных фильтров 1 ступени в сутки

$$V_{\text{сут}}=11,59*2,57*2=59,57 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Среднечасовой расход воды на собственные нужды натрий-катионитных фильтров первой и второй ступени:

$$v=59,57*0,55/24=2,51 \text{ м}^3/\text{ч}$$

## 2.4. РАСЧЕТ СЕТЕВОЙ УСТАНОВКИ

### 2.4.1. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ВОДОВОДЯНОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Исходные данные:

1. Температура греющей воды (конденсата) на входе в подогреватель (табл. 1.4. п.34)  $T_1=165^\circ\text{C}$
2. Температура греющей воды (конденсата) на выходе из подогревателя (табл. 1.4 п.33)  $T_2=80^\circ\text{C}$
3. Температура нагреваемой воды на входе в подогреватель (табл. 1.4 п.5)  $t_2=70^\circ\text{C}$
4. Температура нагреваемой вода на выходе из подогревателя (табл.5 п.59)  $t_1=82,34^\circ\text{C}$
5. Расчетный расход сетевой воды( табл. 1.5п .6)  $G=51,37\text{кг/с}$

РАСЧЕТ

Принимаем к установке два водоводяных подогревателя.

Так как в работе будут находиться две установки, то расход нагреваемой воды через одну установку составит:

$$G_1 = G/2 = 51,37/2 = 25,68 \text{ кг/с}$$

Расход греющей воды определяем из уравнения теплового баланса подогревателя:

$$G_1 * (t_1 - t_2) * C = G_2 * (T_1 - T_2) * C * \eta$$

где  $\eta$  - коэффициент, учитывающий снижение тепловой мощности за счет потерь в окружающую среду, принимаем  $\eta = 0,96$

$$G_2 = (25,68 * (82,34 - 70)) / ((165 - 80) * 0,96) = 3,88 \text{ кг/с}$$

Средняя температура греющей воды

$$T_{cp} = (165 + 80) / 2 = 122,5^\circ\text{C}$$

7. Эквивалентный диаметр межтрубного пространства

$$d_s = (D^2 - z * d_n^2) / (D - z * d_n) = (0,259^2 - 109 * 0,016^2) / (0,259 - 109 * 0,016) = 0,019559 \text{ м}$$

6. Скорость воды в трубках

$$\omega_{тр} = G_1 / (f_{тр} * \rho) = 25,68 / (0,01679 * 1000) = 1,53 \text{ м/с}$$

9. Скорость воды в межтрубном пространстве

$$\omega_{мтр} = G_2 / (f_{мтр} * 1000) = 3,88 / (0,03077 * 1000) = 0,126 \text{ м/с}$$

10. Коэффициент теплоотдачи от греющей воды к стенкам трубок

$$\alpha_1 = 1,163 * A_1 * \omega_{мтр}^{0,8} / d_s^{0,2} = 1,163 * 2567,99 * 1,53^{0,8} / 0,019559^{0,2} = 1495,7 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

где  $A_1$  - Температурный множитель, определяемый по формуле

$$A_1 = 1400 + 18 * T_{cp} - 0,035 * T_{cp}^2 = 1400 + 10 * 122,5 - 0,035 * 122,5^2 = 3079,8$$

11. Коэффициент теплоотдачи от стенок трубок к нагреваемой воде

$$\alpha_2 = 1,163 * A_2 * \omega_{тр}^{0,8} / d_s^{0,2} = 1,163 * 2567,99 * 1,53^{0,8} / 0,014^{0,2} = 9815,03 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

где  $A_2 = 1400 + 18 * t_{cp} - 0,035 * t_{cp}^2 = 1400 + 18 * 76,17 - 0,035 * 76,17^2 = 2567,99$

12. Коэффициент теплопередачи

$$K_0 = 1 / (1/\alpha_1 + \delta/\lambda + 1/\alpha_2) = 1 / (1/1495,7 + 0,001/105 + 1/9815,03) = 1283 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

где  $\delta$  - толщина стенок латунных трубок

$\lambda$  - коэффициент теплопроводности латуни

$\lambda=105$  Вт/мк при  $t=122^\circ\text{C}$

Коэффициент теплопередачи с учетом коэффициента загрязнения поверхности нагрева:

$$K=K_0*m=1283*0,75=962,25 \text{ Вт/м}^2\text{к}$$

где  $m$  - поправочный коэффициент на загрязнение и неполное омывание поверхности нагрева  $=0,75$

13. Поверхность нагрева подогревателя

$$H=G_1*C*(t_1-t_2)/(K*\Delta t)=25,68*4190*(82,34-70)*0,85/(962,25*34,44)=34,06 \text{ м}^2$$

14. Количество секций подогревателя

$$Z=H/F_i=34,06/20,3=1,7$$

где  $F_i$  - поверхность нагрева одной секции водоподогревателя

Принимаем 2 секции

## 2.4.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВОДОВОДЯНОГО

### ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Потери напора воды в трубах

1. Внутренний диаметр трубок  $d_{\text{вн}}=0,014$ м

2. Длина одного хода подогревателя:  $L=4$ м

3. Коэффициент трения / при средних значениях чисел Рейнольдса и коэффициенте шероховатости  $a=0,0002$ м принимаем равным 0,04

4. Коэффициенты местных сопротивлений для одной секции:

вход в трубки - 1

выход из трубок - 1

поворот в колене - 1,7

Сумма коэффициентов местных сопротивлений

$$\Sigma f=3,7$$

5. Потери напора воды в трубах для двух секций водоводяного подогревателя при длине хода 4м

$$\Delta h=(\lambda*Z/d_{\text{вн}}+\Sigma f)*\omega_{\text{тр}}^2*\rho/2=(0,04*4/0,014+3,7)*1,53^2*1000/2*2=354 \text{ МПа}$$

где  $\rho$  - плотность воды, принимаем равной  $1000 \text{ м}^3$

- количество секций подогревателя, соединенных последовательно

$\lambda$  - коэффициент трения

Потери напора в межтрубном пространстве

1. Эквивалентный диаметр живого сечения межтрубного пространства

$$d_{\text{мтр}}^{\text{экв}} = 0,019559 \text{ м}$$

2. Коэффициент трения при средних значениях чисел Рейнольдса и коэффициенте шероховатости  $a = 0,0002 \text{ м}$  и принимаем равным  $0,04$

3. Коэффициент местного сопротивления подогревателя по межтрубному

пространству определяем по формуле:

$$f = 13,5 * f_{\text{мтр}} / f_{\text{п}} = 0,03077 / 0,03765 * 13,5 = 11,03$$

где  $f_{\text{п}}$  - площадь сечения подходящего патрубка

Средняя температура нагреваемой воды

$$t_{\text{ср}} = (t_1 + t_2) / 2 = (70 + 82,34) / 2 = 76,17^\circ \text{C}$$

Среднелогарифмическая разность температур между греющей и нагреваемой водой

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (82,66 - 10) / \ln(82,66 / 10) = 34,44^\circ \text{C}$$

Где  $\Delta t_6$  - большая разность температур =  $165 - 82,34 = 82,66^\circ \text{C}$

$\Delta t_m$  - меньшая разность температур =  $80 - 70 = 10^\circ \text{C}$

Для сетевой установки типа БПСВ-14 к дальнейшему расчету выписываем конструктивные данные водоводяного подогревателя 140СТ 34-588-68 3

а) внутренний диаметр корпуса  $D_{\text{вн}} = 259 \text{ мм}$

б) наружный и внутренний диаметр трубок

$$d_{\text{н}} = 16 \text{ мм}, \quad d_{\text{вн}} = 14 \text{ мм}$$

в) число трубок в живом сечении подогревателя

$$Z = 109$$

г) площадь живого сечения трубок

$$f_{\text{тр}} = 0,01679 \text{ м}^2$$



д) площадь сечения межтрубного пространства

$$f_{\text{мтр}}=0,03077\text{м}^2$$

е) поверхность нагрева одной секции

$$F_i=20,3\text{м}^2$$

$$f_{\text{п}}=0,03765\text{м}^2$$

$f_{\text{мтр}}$  - площадь живого сечения межтрубного пространства принимаем

$$f_{\text{м}}=0,03077\text{м}^2 \cdot 3$$

4. Потери напора воды в межтрубном пространстве двух секций водоводяного подогревателя

$$\Delta h_{\text{мтр}}=(0,04 \cdot 4/0,019559+11,03) \cdot (0,126^2 \cdot 1000)/2 \cdot 2=305 \text{ Па}$$

где  $L$  - длина одного хода подогревателя,  $L=4\text{м}$

$\omega_{\text{мтр}}$  - скорость воды в межтрубном пространстве,  $\omega_{\text{мтр}}=0,126\text{м/с}$

(из теплового расчета водоводяного подогревателя)

$\rho=1000$  - плотность воды в  $\text{кг/м}^3$

### 2.4.3. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПАРОВОДЯНОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Исходные данные:

- Температура греющего пара при давлении 0,7 МПа

(табл. 1.4 р.15)  $T_1=165^\circ\text{C}$

- Температура нагреваемой воды на входе в подогреватель

$$t_2=82,34^\circ\text{C} \text{ (табл. 1.5 п.59)}$$

- Температуру нагреваемой воды на выходе из подогревателя

$$t_1=150^\circ\text{C} \text{ (табл. 1.4 п.3)}$$

1. Количество теплоты расходуемое в подогревателе

$$Q=25,68 \cdot 4190 \cdot (150-82,34) \cdot 10^{-6}=7,28 \text{ МВт}$$

где  $G_1=25,68 \text{ кг/с}$  - расход нагреваемой воды (из теплового расчета водоводяного подогревателя)

2. В сетевой установке БЛСВ-14 в качестве пароводяного подогревателя принят подогреватель 050СТ 34-577-69. Из табл. 3 выписываем его техническую характеристику:

- а) поверхность нагрева  $H = 53,9 \text{ м}^2$
- б) наружный диаметр  $D_n = 630 \text{ мм}$
- в) длина трубок  $L = 3 \text{ м}$
- г) внутренний диаметр корпуса  $D = 616 \text{ мм}$
- д) число трубок  $Z = 392$  шт.
- е) диаметр латунных трубок  $16 \text{ мм}$
- ж) приведенное количество трубок в вертикальном ряду  $Z_{пр} = 17,8$  шт.
- з) площадь живого сечения межтрубевого пространства  $f_{мтр} = 0,219 \text{ м}^2$
- и) площадь живого сечения одного хода трубок  $f_{тр} = 0,0151 \text{ м}^2$

Скорость воды в трубках:

$$\omega_{тр} = 25,68 / (0,0151 * 1000) = 1,7 \text{ м/с}$$

4. Средняя температура нагреваемой воды

$$t_{cp} = (150 + 82,34) / 2 = 116,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5. Среднелогарифмическая разность температур между паром и водой:

$$\Delta t = (82,66 - 15) / (82,66 / 15) = 39,64 \text{ } ^\circ\text{C}$$

где  $\Delta t_b$  - большая разность температур

$$\Delta t_b = 165 - 82,34 = 82,66 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$\Delta t_m$  - меньшая разность температур

$$\Delta t_m = 165 - 150 = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

6. Средняя температура стенок трубок

$$t_{cp}^{ст} = (T_{cp} + t_{cp}) / 2 = (165 + 116,2) / 2 = 140,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

7. Коэффициент теплоотдачи от пара к стенкам трубок

$$\alpha_1 = A_2 * 1,163 / (Z_{пр} * d_n * (T - t_{cp}^{ст})) = 4 * 8352,6 * 1,163 / (17,8 * 0,016 * (165 - 140,6)) = 5983 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

где  $A_2$  - температурный множитель, определяемый по формуле

$$A_2=4320+47,54*T-0,14*T^2=4320+47,54*165-0,14*165^2=8352,6$$

8. Коэффициент теплоотдачи от стенок трубок к воде:

$$\alpha_2=A_1*1,163*\omega_{тр}^{0,8}/d_{вн}^{0,2}=3019*1,163*1,7^{0,8}/0,014^{0,2}=12602 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

где  $A_1$  - температурный множитель, определяемый по формуле

$$A_1 = 1400+18*t_{cp}-0,035*t_{cp}^2=1400+18*116,2-0,035*116,2^2=3019$$

9. Коэффициент теплопередачи

$$K_0=1/(1/\alpha_1+0,001/\lambda+1/\alpha_2)=1/(1/5983+0,001/105+1/12602)=3914 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Коэффициент теплопередачи с учетом коэффициента загрязнения поверхности нагрева:

$$K=3914*0,75 = 2935,5 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

где 0,75- поправочный коэффициент на загрязнение и неполное смывание поверхности нагрева,  $m = 0,75$

10. Поверхность нагрева пароводяного подогревателя

$$H=7,28*10^6/(2935,5*39,64)=62,56 \text{ м}^2$$

11. Количество подогревателей

$$Z=60,4/53,9=1,16$$

Принимаем 2 рабочих

#### 2.4.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПАРОВОДЯНОГО

#### ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Потери напора в трубках пароводяного подогревателя определяются по формуле:

$$\Delta h=\Delta h_{тр}+\Delta h_{мс}=(\lambda*L/d_3*Z+\sum f)*\omega_{тр}*\rho/2=(0,04*3/0,014*4+13,5)*1,7^2*1000/2=69050 \text{ Па}$$

где  $\Delta h_{тр}$  - потери напора на трение

$\Delta h_{мс}$  - потери напора на местные сопротивления

$\lambda$  - коэффициент трения, принимаемый при средних значениях чисел Рейнольдса и коэффициенте шероховатости = 0,0002м равным 0,04

$\rho$ -плотность воды, 1000 кг/м<sup>3</sup>

$L$  - длина одного хода пароводяного подогревателя, принимаем 3м

$Z$  - количество ходов подогревателя, в данном дипломном проекте рассчитывается четырехходовой пароводяной подогреватель

$\Sigma j$  - сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Коэффициент местных сопротивлений для четырехходового пароводяного подогревателя

вход в камеру - 1,5

вход из камеры в трубки 1x4 - 4

выход из трубок в камеру 1x4 - 4

поворот на 180° в камере - 2,5

выход из камеры - 1,5

Сумма коэффициентов местных сопротивлений для четырехходового пароводяного подогревателя марки 050СТ 34-577-68 будет составлять  $\Sigma j = 13,5$

### 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В технико-экономическом разделе дипломного проекта производится сравнение использованных двух видов топлива на реконструируемой котельной: Основного - угля ГР и перспективного - газа от дегазации газовых выбросов шахт, а также определяется сметная стоимость строительных и монтажных работ. Технико-экономические расчеты производятся в гривнах с использованием переводных индексов стоимости строительно-монтажных работ в цены 1993г., коэффициентов рыночных отношений, а также индекса удорожения цен 1997г. к ценам 1995г.

Тогда общий переводный индекс для строительно-монтажных работ:  
 $80,6*1013*1,8562*10^{-5}=1,516$  и для оборудования  $48,2*3452*1,8562*10^{-5}=3,03$

#### 3.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1. Годовая выработка тепловой энергии, ГДж

$$\sum Q^{\text{выр}}_{\text{Г}} = \sum Q^{\text{Г}}_{\text{тп}} + \sum Q_{\text{сн}} \quad (3.1)$$

где  $Q^{\text{Г}}_{\text{тп}}$  - годовая отпущенная тепловая энергия,

$Q_{\text{сн}}$  - годовой расход тепловой энергии на обственные нужды котельной,  $Q_{\text{сн}} = 15*Q_{\text{от}}$

$$\sum Q^{\text{Г}}_{\text{тп}} = Q^{\text{оп}}_{\text{ов}} * n_{\text{оп}} * 3,6 + Q^3_{\text{гв}} * n_{\text{оп}} * 3,6 + Q^{\text{л}}_{\text{гв}} * (8400 - n_{\text{оп}}) * 3,6 + Q^{\text{л}}_{\text{тех}} * (8400 - n_{\text{оп}}) * 3,6 + Q^3_{\text{тех}} * n_{\text{оп}} * 3,6 \quad (3.2)$$

где  $n_{\text{оп}}$  - число часов отопительного периода,  $n_{\text{оп}}=4320$  (табл. 1.1)

$Q^3_{\text{гв}}$  - расчетный расход тепловой энергии в зимний период,  $Q^3_{\text{гв}} = 1,36$  МВт (табл. 1.2)

$Q^{\text{л}}_{\text{гв}}$  - то же в летний период,  $Q^{\text{л}}_{\text{гв}} = 0,963$  МВт (табл. 1.3)

$Q_{\text{тех}}$  - расход тепловой энергии на технологию в зимний и летний периоды

$$Q^3_{\text{тех}} = 11,69 \text{ МВт}, Q^{\text{л}}_{\text{тех}} = 1,24 \text{ МВт (табл. 1.3)}$$

$Q^{\text{оп}}_{\text{ов}}$  - расход тепловой энергии за отопительный период на отопление и вентиляцию, МВт

$$Q^{\text{оп}}_{\text{ов}} = Q^{\text{р}}_{\text{ов}} * (t_{\text{вп}} - t^{\text{ср}}_{\text{оп}}) / (t_{\text{вп}} - t_{\text{ро}}) = 15,86 * (18 + 1,6) / (18 + 24) = 7,4$$

$\sum Q^{\text{Г}}_{\text{отп}}$  - годовая отпущенная тепловая энергия

$\sum Q_{\text{сн}}$  - годовой расход тепловой энергии на собственные нужды котельной  
 $\sum Q_{\text{сн}} = 0,15 * Q_{\text{от}}$

Тогда:

$$Q^{\text{Г}}_{\text{отп}} = 7,4 * 4320 * 3,6 + 1,36 * 4320 * 3,6 + 0,963 * (8400 - 4320) * 3,6 + 1,24 * (8400 - 4320) * 3,6 + 11,69 * 4320 * 3,6 = 350396 \text{ ГДж/Г}$$

$$Q^{\text{Г}}_{\text{выр}} = 350396 + 0,15 * 350396 = 402955,4 \text{ ГДж/Г}$$

## 2. Годовой расход топлива, т/год

УГОЛЬ

$$V_{\Gamma} = K_{\text{пт}}^x * Q_{\text{выр}}^{\Gamma} / \eta_{\text{ку}} * Q_{\text{н}}^{\text{P}}$$

где  $K_{\text{пт}}$  – коэффициент, учитывающий потери топлива для угля -  $K_{\text{пт}} = 1,07$ ; для газа дегазации  $K_{\text{пт}} = 1,05$

$\eta_{\text{ку}}$  - к.п.д. брутто котельной, для угля  $\eta_{\text{ку}} = 83,96\%$ , для газа  $\eta_{\text{ку}} = 0,93$

-при сгорании каменного угля  $V_{\Gamma}^{\text{к}} = 1,07 * 402955,4 / 0,8396 * 22040 = 25298$  т/Г

-при сгорании газа от дегазации  $V_{\Gamma}^{\text{г}} = 1,05 * 402955,4 * 10^6 / 0,93 * 39750 = 11,44 * 10^6$  м<sup>3</sup>/год

## 3. Стоимость угля по фабрике 101,6 грн за 1т

Стоимость газа дегазации 84,4 грн. за 10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>

## 4. Цена за воду 0,560 грн. за 1м<sup>3</sup> для шахтных котельных

## 5. Цена за 1 кВт/ч потребляемой электроэнергии

$C_{\text{д}} = 0,06$  грн., а за 1 кВт установленной мощности  $C_{\text{д}} = 0,07$  грн.

## 6. Штатное расписание котельной при работе:

на угле – 22 человека, в том числе ИТР – 3 чел., рабочих – 17 чел., механизаторы – 2 чел.

на газе дегазации – 18 чел., в т.ч. ИТР – 3 чел., рабочих – 15 чел., механизатор – 1 чел.

## 7. Годовые амортизационные отчисления:

-по зданиям и сооружениям – 5,5%

-по оборудованию – 12,5%

## 8. Месячный фонд заработной платы с премиями и начислениями на одного работающего по котельной. $A_{\text{ср}} = 170$ грн.

## 9. Установленная мощность котлоагрегатов. $Q_{\text{уст}} = 28,91$ МВт (табл. 1.3)

## 10. Годовой расход воды, м<sup>3</sup>

$$C_{\text{в}}^{\Gamma} = C_{\text{св}}^{\text{з}} * n_{\text{оп}} + C_{\text{св}}^{\text{л}} (8400 - n \eta_{\text{оп}})$$

где  $C_{\text{в}}^{\Gamma}$ ,  $C_{\text{св}}^{\text{з}}$  – расход воды в зимний и летний периоды (табл. 1.5. п.44), м<sup>3</sup>/ч

$$C_{\text{в}}^{\Gamma} = 11,66 * 4320 + 4,03 (8400 - 4320) = 66813,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

11. Установленная мощность токоприемников, кВа

$$N_y = \mathcal{E}_{уд} * Q_{уст}$$

где  $\mathcal{E}_{уд}$  - удельная установленная мощность электродвигателей, кВт/МВт.

При  $Q_{уст} = 28,91$  МВт по табл. 10.6

для каменного угля  $\mathcal{E}_{уд} = 12,4$  кВт/МВт и

для газа дегазации  $\mathcal{E}_{уд} = 13,05$  кВт/МВт

Тогда установленная мощность токоприемников, кВа

при сгорании каменного угля

$$N_y^y = 12,4 * 28,91 = 358,5$$

и при сгорании газа (метана) от дегазации

$$N_y^r = 13,05 * 28,91 = 377,28$$

12. Расход электроэнергии, кВт/год

$$\mathcal{E}_r = N_y * K^и * T$$

$$\mathcal{E}_r^y = 358,5 * 0,7 * 3872 = 971,678 * 10^3 \text{ кВт*ч}$$

13. Число часов использования электрической мощности при средней нагрузке

$$T = Q_{вых}^r / (Q_{уст} * 3,6) = 402955,4 / (28,91 * 3,6) = 3872$$

### 3.2. РАСЧЕТ ДОГОВОРНОЙ СТОИМОСТИ

#### СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ

В табл. 3.1 приведены капитальные затраты производственно-отопительной котельной с двумя паровыми котлоагрегатами КЕ-25 для закрытой системы теплоснабжения. Здание котельной из железобетонных панелей. В табл. 3.1 приведены цены 1984г.

Таблица 3.1

#### Сводка затрат на строительство котельной

№	Наименование работ и затрат	Затраты, тыс. руб.			
		Строительные работы	Монтажные работы	Оборудование	Всего
1	2	3	4	5	6
1.	Общестроительные работы по зданию котельной	34,64	-	-	34,64

2.	Работы по котлоагрегатам КЕ-25 (общестроительные, обмуровка, изоляция)	2,734	-	-	2,734
3.	Теплоизоляция оборудования трубопроводов	1,116	-	-	1,116
4.	Работы по газоходам, воздухоходам, фундаментам	2,468	-	-	2,468
5.	Приобретение и монтаж оборудования котельного цеха	-	14,68	398,48	413,16
6.	Автоматизация котельной	-	1,14	44,56	45,70
7.	Работы по водоподготовительному отделению, в т.ч. склады реагентов	2,46	-	-	2,46
1	2	3	4	5	6
8.	Приобретение и монтаж электрооборудования	-	2,86	48,68	51,54
9.	Монтаж водоподготовительного отделения	-	3,14	67,44	70,58
10.	Работы по топливоподаче	3,122	-	31,14	34,26
11.	Монтаж топливодачи	-	2,03	67,44	70,58
12.	Работы по дымовой трубе	6,48	-	-	6,48
13.	Внутриплощадочные санитарно-технические сети	1,6	1,12	22,48	25,20
14.	ИТОГО	54,64	24,97	612,78	692,19
15.	Итого, тыс.грн. с учетом переводного коэффициента, учитывающего удорожания и инфляцию:  для строительно-монтажных работ 1,516; для оборудования 3,03	82,834	37,809	1856,72	1977,36

На основании данных таблицы 3.1 производим расчет договорной цены. В целях большей наглядности базисная стоимость строительно-монтажных работ в составе договорной цены определена отдельно по каждой составляющей строительной части и монтажной. Расчет договорной цены приведен в таблице 3.2.

Проект котельной предусматривает в дальнейшем перевод работы котельной с каменного угля на газ-метан от дегазации шахтных газов. При этом капитальные затраты увеличатся за счет строительства, монтажа и приобретения оборудования по дегазации: в том числе на строительно-монтажные работы - 36,4 тыс. грн. и на оборудование - 16,2 тыс. грн.



И тогда все строительно-монтажные работы котельной при работе на газе-дегазации составят 157,04 тыс.грн., а стоимость оборудования составит 1872,92 тыс.грн.

Таблица 3.2

Расчет договорной цены на строительство котельной

№	Наименование затрат	Обоснование	Стоимость работы, тыс. грн при работе:	
			на угле	на газе от дегазации
1	2	3	4	5
1.	Базисная сметная стоимость строительно-монтажных работ	табл. 3.1 п.16	120,64	157,04
2.	Затраты и доплаты, вызываемые влиянием рыночных отношений, в том числе:			403,59
2.1	- приобретение материалов, изделий и конструкций по договорным ценам	257% от п.1	310,04	47,74
2.2	- увеличение зарплаты работников строительства	30,4% от п.1	36,67	5,81
2.3	- отчисления в фонд Чернобыля	3,7% от п.1	4,46	1,41
2.4	- отчисления в фонд занятости	0,9% от п.1	1,08	17,59
2.5	- отчисление на соцстрах	11,2% от п.1	13,51	17,59
2.6	- разница в размере амортизационных отчислений стоимости ГСМ, запасных частей, машин и т.д.	11,9% от п.1	14,36	18,69
2.7	- удорожание автотранспортных перевозок	18,6% от п.1	22,44	29,21
2.8	- удорожание железнодорожного транспорта	6,6% от п.1	7,96	10,36
2.9	- удорожание электроэнергии	3,7% от п.1	4,46	5,81
2.10	- удорожание тепловой энергии	1,1% от п.1	1,33	1,73
2.11	- удорожание на перевозки рабочих	6,6% от п.1	7,96	10,36
2.12	- увеличение затрат на вневедомственную охрану	1,4% от п.1	1,96	2,20
2.13	- увеличение затрат на услуги связи	0,3% от п.1	0,36	0,47
2.14	- увеличение средств, связанных с командировочными расходами	0,4% от п.1	0,48	0,63
1	2	3	4	5
3.	Итого затраты и доплаты	сумма п.п.1,2	547,44	712,64
4.	Отчисления средств на выполнение общепромышленных и межотраслевых НИР и опытно-конструкторских работ	1% от п.3	5,47	7,13
5.	Затраты на развитие собственной базы подрядных организаций	10% от п.3	54,74	71,26
6.	Часть прибыли строительной организации, обеспечивающая достаточный уровень рентабельности ее работы	10% от п.3	54,74	71,26
7.	Итого по п.п.3,4,5,6		662,39	862,29
8.	Итого с учетом надбавки на	20% к п.7	794,87	1034,75

	добавленную стоимость			
--	-----------------------	--	--	--

### 3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ

Годовые эксплуатационные расходы, тыс.грн., определяем по отдельным статьям затрат для двух вариантов топлива: уголь и газ дегазации:

а) Расходы на топливо

$$C_T = V_T * C_T * 10^{-3}, \text{ тыс.грн. /год} \quad (3.5)$$

где  $V_T$  - годовой расход топлива, т/год (тыс.м<sup>3</sup>/год)

$C_T$  - цена единицы топлива, грн/т (грн/тыс.м<sup>3</sup>)

При работе на угле

$$C_T^y = 25298 * 101,6 * 10^{-3} = 2570,28$$

При работе на газе-дегазации

$$C_T^g = 11,44 * 10^3 * 84,4 * 10^{-3} = 965,54$$

б) Расходы на электроэнергию

Расходы на электроэнергию котельных определяются по двухставочному тарифу, при котором оплачивается как присоединенная к городским сетям установленная мощность, кВ.А, или заявленный максимум нагрузки, так и фактически полученная из сетей электроэнергия:

$$C_3 = (\mathcal{E}_T * C_3 + N_y * C'_3 / \cos\varphi) * 10^{-3}, \text{ тыс.грн/год} \quad (3.6)$$

где  $\mathcal{E}_T$  - фактически полученная электрическая энергия, кВт. ч;

$N_y$  - установленная мощность, кВ.А

$\cos\varphi$  - коэффициент спроса;  $\cos\varphi = 0,95$

$C_3, C'_3$  - соответственно тариф 1 кВт.ч потребляемой энергии и 1 кВ.А оплачиваемой мощности трансформаторов.

$$C_3^y = 971,678 * 0,06 + 358,5 * 0,07 / 0,95 = 84,7 \text{ тыс.грн./год}$$

$$C_3^g = 1022,6 * 0,06 + 377,8 * 0,07 / 0,96 = 89,2 \text{ тыс.грн./год}$$

в) Расход на воду

$$C_B = C_B^{\text{год}} * C_e * 10^{-3}, \text{ тыс.грн./год} \quad (3.7)$$

где  $C_B^{\text{год}}$  - годовой расход воды котельной м<sup>3</sup>/год

$C_e$  - стоимость воды грн./м<sup>3</sup>

$C_b = 66813,6 * 0,56 * 10^{-3} = 37,416$  тыс.грн./год

г) Расход на заработную плату

$$C_{з.п} = n * A_{ср} * 12 * 10^{-3} \text{ тыс.грн./год} \quad (3.8)$$

где  $n$  - штатное расписание котельной, чел

12 - число месяцев

$A_{ср}$  = средние месячные выплаты

$$C_{з.п}^y = 22 * 170 * 12 * 10^{-3} = 35,64 \text{ тыс.грн./год}$$

$$C_{з.п}^r = 14 * 170 * 12 * 10^{-3} = 22,68 \text{ тыс.грн./год}$$

д) Амортизационные отчисления

$$C_a = (K_c * A_c + K_0 * A_0), \text{ тыс.грн./год} \quad (3.9)$$

где  $K_c, K_0$  - соответственно затраты на строительство и оборудование (табл. 3.1) тыс.грн

$A_c, A_0$  - соответственно коэффициенты отчислений от затрат на строительство и монтаж оборудования, %

$$C_a^y = 794,87 * 0,055 + 1856,72 * 0,125 = 275,81 \text{ тыс.грн./год}$$

$$C_a^r = 1034,75 * 0,055 + 1872,92 * 0,125 = 291,02 \text{ тыс.грн./год}$$

е) Расходы на текущий ремонт

$$C_{тр} = 0,2 * C_a, \text{ тыс.грн./год} \quad (3.10)$$

$$C_{тр}^y = 0,2 * 275,81 = 55,16$$

$$C_{тр}^r = 0,2 * 291,02 = 58,20$$

ж) Общекотельные и прочие расходы, тыс.грн./год

$$C_{пр} = 0,03 * (C_r + C_s + C_e + C_a + C_{з.п} + C_{тр}) \quad (3.11)$$

Тогда годовые эксплуатационные затраты, тыс.грн./год

$$C_r = 1,03 * (C_r + C_s + C_e + C_a + C_{з.п} + C_{тр})$$

$$C_r^y = 1,03 * (2570,28 + 84,7 + 37,416 + 275,81 + 35,64 + 55,16) = 3150,78$$

$$C_r^r = 1,03 * (965,54 + 89,2 + 37,416 + 291,02 + 22,68 + 58,20) = 1507,98$$

#### 3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

Для определения годового экономического эффекта от перевода котельной с сжигания твердого топлива (каменного угля) в слое на сжигание газа, получаемого путем дегазации шахтных газов необходимо определить себестоимость вырабатываемой тепловой энергии на этих видах топлива.

$$C = C_{\Gamma} / Q_{\text{выр}}^{\Gamma}, \text{ грн/ГДж} \quad (3.13)$$

где  $C_{\Gamma}$  – годовые эксплуатационные затраты при соответствующем топливе, тыс.грн/год

$Q_{\text{выр}}^{\Gamma}$  – суммарное количество вырабатываемой тепловой энергии за год

$$C^y = 3150,78 * 10^3 / 402955 = 7,82 \text{ грн/ГДж}$$

$$C^{\Gamma} = 1507,98 * 10^3 / 402955 = 3,74 \text{ грн/ГДж}$$

Экономический эффект от перевода котельной с каменного угля на газ от дегазации оценивается также приведенными затратами, тыс.грн.

$$Z_{\text{норм}} = K + T_{\text{норм}} \cdot C_{\Gamma} \quad (3.15)$$

где  $K$  – капитальные вложения, тыс.грн

$T_{\text{норм}}$  – нормативный срок окупаемости,

$C_{\Gamma}$  – годовые эксплуатационные затраты, тыс.грн/год

Для энергетических объектов в случае применения новой техники

$T_{\text{норм}} = 6,7$  года, а для обычных  $T_{\text{норм}} = 8,4$  года

$$Z_{\text{норм}}^y = 794,87 + 8,4 * 3150,78 = 27161 \text{ тыс.грн}$$

$$Z_{\text{норм}}^{\Gamma} = 1034,75 + 6,7 * 1507,98 = 10108,72 \text{ тыс.грн}$$

Из приведенных вычислений приведенных затрат следует, что работа котельной на газе от дегазации шахтных газов экономически эффективнее.

$$Z_{\text{норм}}^y - Z_{\text{норм}}^{\Gamma} = 27261,42 - 10108,72 = 17152,70 \text{ тыс.грн}$$

## 4. Т М З Р

### МОНТАЖ СЕКЦИОННЫХ ВОДОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

#### 4.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

До монтажа блока водоподогревателей на проектируемой котельной должны быть выполнены следующие мероприятия:

- оставлен монтажный проем в перекрытии помещения установки подогревателей;
- подготовлено фундаментное основание с установленными болтами и гайками, а также металлический кронштейн-каркас для крепления подогревателя;
- зона монтажа должна быть освобождена от посторонних предметов и лишних материалов;
- устроено освещение и оборудовано место подключения сварочного трансформатора.

#### 4.2. ЗАГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Транспортабельный блок водоподогревателей представляет собой набор секций подогревателя, обвязанных узлами измерения и регулирования и смонтированных на раме-подставке. Стойки рамы имеют петли для строповки при погрузочно-разгрузочных работах. Блок изготавливается на заготовительном предприятии монтажной организации.

После окончания сборки блок подвергается на заготовительном предприятии гидростатическому испытанию в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. Приборы КИП и автоматизации, предназначенные для установки на блоках, поставляются на котельную вместе с блоком в таре, соответствующей правилам упаковки предприятия-изготовителя этих изделий.

Штуцера, бобышки, а также присоединительные концы трубопроводов на период транспортировки и хранения блока закрываются пробками или заглушками.

#### 4.3. ПОГРУЗОЧНО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ

Изготовленный, собранный в блок из секций и испытанный на заготовительном предприятии монтажной организации водоподогреватель грузится в автомобиль, доставляющий его к месту монтажа, существующими в цехе сборки грузоподъемными механизмами: тельфером, карнбалкой или лебедкой через промежуточный блок. При погрузке необходимо соблюдать требования такелажных работ, которые предусматривают обеспечение исправности и целостности водоподогревателя. После погрузки водоподогревателя в автомобиль его необходимо закрепить, чтобы при транспортировке он не получил повреждений. Блок водоподогревателя доставляется на объект монтажа вместе с сопровождающей документацией: монтажные чертежи с детализацией отдельных узлов и деталей; комплектующую ведомость с наименованием деталей и их размеров; акты заводских испытаний.

Доставленные водоподогреватели принимаются по акту. Для разгрузки водоподогревателя, а также его монтажа, используется автомобильный кран МКА-16.

В качестве грузозахватных приспособлений используется съемные гибкие стальные канаты (стропы), которые соответствуют необходимой грузоподъемности; удобной строповки; надежности захвата; недопустимости повреждения водоподогревателя.

#### 4.4. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА

Установка блока водоподогревателя производится автокраном МКА-16 "с колес" в соответствии с проектом производства работ (ППР) и графиком совмещенных работ, согласованных с генподрядчиком.

Последовательность рабочих операций при монтаже транспортабельного блока водоподогревателя:

- строповка;
- подъем блока краном;
- установка блока на фундаментное основание;
- закрепление блока к фундаментным болтам гайками;
- присоединение блока к трубопроводам теплоснабжения (пара, конденсата) и водоснабжения на сварке;
- установка регулирующего клапана на месте фланцевого патрубка;
- установка термометров и манометров.

Работы по монтажу блоков водоподогревателей выполняет звено в составе трех человек.

#### 4.5. ИСПЫТАНИЕ И ПУСК ВОДОПОДОГРЕВАТЕЛЯ В РАБОТУ

Перед испытание смонтированного водоподогревателя проводится контроль качества применяемых материалов, трубной заготовки, соответствие их техническим условиям, ГОСТам, проектным типам и марка.

Осуществляется внешний осмотр оборудования на предмет отсутствия дефектов, законченности монтажа. Проверяется визуально качество сварных швов, прочность и плотность резьбовых и фланцевых соединений при установке КИП и регулирующего клапана.

Для проверки прочности и плотности производят гидравлические испытания водоподогревателя. Водоподогреватели испытываются давлением равным 1,25 рабочего, но не менее (рабочее давление +0,3)МПа отдельно для нагреваемой и нагревающей части в течении 5 мин., а после оно снижается до максимального рабочего. Падение давления в течении 5 мин. под пробным давлением должно быть не более 0,02МПа.

При испытании водоподогревателя на плотность воздухом все соединения обмазывают мыльной эмульсией и по выявлению мыльных пузырей судят о неплотности соединений.

Водоподогреватели по окончании монтажных работ и испытаний на прочность и плотность принимаются Государственной комиссией, или ведомственной.

После принятия Государственной или ведомственной комиссией производится комплексное испытание водоподогревателя в течении 72 ч. при проектных параметрах теплоносителя и номинальной производительности. Об окончании комплексного испытания составляется акт, к которому прилагается ведомость дефектов, выявленных при опробывании.

#### 4.6. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ ПРИ МОНТАЖЕ

Потребность в оборудовании, инструментах и приспособления при монтаже водоподогревателя приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Ведомость инструментов

№№ пп	Наименование	Марка, ГОСТ, ТУ	Кол-во шт.	Техническая характеристика
1	2	3	4	5
1.	Молоток слесарный	ГОСТ2310-77	1	Масса 0,8кг
2.	Зубило слесарное	ГОСТ17211-82	1	$\delta=0,2\text{м}$
3.	Рулетка измерительная металлическая	ГОСТ7502-80	1	Цена деления 1мм
4.	Уровень строительный	ГОСТ9416-83	1	$\delta=0,3\text{м}$
5.	Отвес	ГОСТ17948-80	1	-
6.	Ключ трубный рычажный	ГОСТ18981-82	1	-
7.	Ключ гаечный двусторонний 24х27	ГОСТ2839-80	2	М 16х18
8.	Набор инструмента электросварщика ЭНИ-300	ТУ 36-1162-81	1	
9.	Сварочный трансформатор ТС-300	-	1	
10.	Кабель сварочный (75м)	ГОСТ6731-77	1	1х50мм <sup>2</sup>
11.	Кабель силовой (20м)	ГОСТ13497-77	1	3х6мм <sup>2</sup>
12.	Щиток электросварщика	ГОСТ12.4.035- 78	1	
13.	Строп канатный с крюком		4	=1.6м

#### 4.7. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ МОНТАЖЕ ВОДОПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Работу по монтажу водоподогревателей необходимо вести согласно ППР, обратив особое внимание на его безопасное перемещение краном (строповка, подъем, опускание в монтажный проем, установка на фундамент, расстроповка, подъем крюка и строп через монтажный

проем).

Сварочные аппараты должны быть занулены или заземлены, а в нерабочее время обесточены.

При работе трубными гаечными ключами нельзя надевать отрезки труб на ручки ключей и применять металлические подкладки под губки ключей.





## 5. АВТОМАТИКА

### АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ КОТЛОАГРЕГАТА КЕ-25-14С

Проектом предусмотрено автоматическое регулирование основных технологических процессов с применением регулирующих приборов системы "Контур" с электрическими исполнительными механизмами (ИМ) типа МЗОК, выпускаемыми Московским заводом тепловой автоматики (МЗТА). Предусмотрено дистанционное управление ИМ со щита управления.

Для котлоагрегата предусмотрено регулирование процесса горения и поддержание постоянного уровня в барабане котла. Регулирование процесса горения осуществляется тремя регуляторами: (топлива, воздуха и разрежения).

Регулятор топлива получает импульс по давлению в барабане котла и изменяет расход топлива к котлу, поддерживая давление пара в барабане заданным.

Регулятор воздуха, работающий по схеме "топливо-воздух", получает импульсы от датчика перемещения ИМ регулятора топлива и по перепаду на воздухоподогревателе и изменяет расход воздуха к котлу.

Регулятор разрежения получает импульс по разрежению в топке и поддерживает его постоянным.

Регулятор уровня получает импульс по уровню в барабане котла и, изменяя расход питательной воды, поддерживает уровень в барабане котла постоянным.

Для вспомогательного оборудования предусмотрены следующие регуляторы:

1. Давление пара в питательном деаэраторе. Регулятор получает импульс по давлению в деаэраторе и воздействует на изменение расхода пара к деаэратору, поддерживая давление пара в нем постоянным;
2. Уровня воды в питательном деаэраторе. Регулятор получает импульс по уровню в деаэраторе и воздействует на изменение расхода химочищенной воды к деаэратору, поддерживая уровень в баке постоянным;
3. Давление в питательной магистрали. Регулятор получает импульс по давлению в питательной магистрали перед котлами и воздействует на изменение расхода питательной воды в линии рециркуляции, поддерживая давление в питательных магистралях постоянным;
4. Давление пара за РУ. Регулятор получает импульс по давлению пара за РУ и воздействует на изменение расхода пара, поддерживая давление пара за РУ постоянным;
5. Давление пара и уровня в деаэраторе горячего водоснабжения, работающие по схемам аналогичным деаэратору питательной воды (см. п. п. 1.2.);

6. Температуры прямой сетевой воды. Регулятор получает импульс по температуре воды в подающей магистрали и изменяет расход из обратной линии теплосети в прямую, поддерживая заданную температуру в теплосети;

7. Подпитки тепловой сети. Регулятор получает импульс по давлению воды в обратной линии теплосети и воздействует на изменение расхода подпиточной воды, поддерживая постоянным давление обратной сетевой воды;

8. Уровня воды в пароводяных подогревателях сетевой установки. Регулятор получает импульс по уровню конденсата и воздействует на изменение расхода конденсата, поддерживая уровень в подогревателях постоянным - регулятор прямого действия;

9. Давления циркуляционной воды сети горячего водоснабжения. Регулятор получает импульс по давлению в обратном трубопроводе и воздействует на изменение расхода воды в баки-аккумуляторы, поддерживая давление в обратном трубопроводе постоянным - регулятор прямого действия.

Схема защиты котла обеспечивает отключение тягодутьевых установок и пневмомеханических забрасывателей:

- при понижении давления воздуха под решеткой;
- при уменьшении разрежения в топке;
- при отклонении уровня воды в барабане;
- при исчезновении напряжения в цепях защиты.

Схема предусматривает запоминание первопричины аварийной

остановки котла и приведение схемы в исходное состояние кратковременным включением тумблера "Т".

При отклонении контролируемого параметра от заданного значения или несоответствия положения ключа управления и рабочего состояния электропривода загорается соответствующий световой сигнал, который сопровождается звуковым сигналом. Схема технологической сигнализации обеспечивает повторность действия звукового сигнала.

Типы и размеры щитов управления приняты по ОСТ-36.13-76 "Щиты и пульты автоматизации производственных процессов".

В качестве щита управления котла предусматривается щит типа Щ-КЕ серийно изготавливаемый МЗТА, этот щит комплектуется регуляторами, приборами и электроаппаратурой в соответствии с заводской инструкцией, прилагаемой к каждому щиту.

Питание приборов осуществляется однофазным током напряжением  $\approx 220$ в, а ИМ-380/220В, предусмотрено АВРпитание.

Заказная спецификация приборам средств автоматизации

№ пп	№ позиции технологич. схемы	Наименование и техническая характеристика оборудования	Тип, модель	Кол-во по проекту		Завод изготовитель
				На один агрегат	На все агрегаты	
1	2	3	4	5	6	7
1	10	Термометр сопротивления платиновый одинарный. Монтажная длина 800мм. Материал защитной арматуры ст.0Х13  Термометр	ТСП-5071 1320-80  -	2  2	4	Луцкий приборостроит. завод  Поставляется комплект
2	8	Тягонапорометр дифференциальный жидкостный на две точки измерения: шкала 0 ÷ 250 кгс/м <sup>2</sup>	ТЖД-2-250	1	2	Голынский з-д “стеклоприбор”
3	9,10,11	Тягонапорометр дифференциальный жидкостный на одну точку измерения: шкала (0 ÷ 160 кгс/м <sup>2</sup> ) (0-1600 Па)	ТЖД-1-160	1	2	Голынский з-д “стеклоприбор”
4	12	Тягонапорометр дифференциальный жидкостный на одну точку измерения: шкала (0 ÷ 160 кгс/м <sup>2</sup> ) (0-1600 Па)	ТЖД-1-160	4	8	Голынский з-д “стеклоприбор”
5	24	Манометр	ОБМ1-160x25	1	2	Томский манометр. завод
1	2	3	4	5	6	7
6	14	Манометр электроконтактный шкала 0 ÷ 16 кгс/м <sup>2</sup>	ЭКМ-ІУх16	1	2	- “ -
7	28	Дифманометр-расходомер сильфонный самопишущий с дополнительной записью давления. Шкала 0 ÷ 32 т/ч	ДСС-732Н	1	2	Завод “Теплоконтроль” г. Казань
8	29	Диафрагма камерная с одной парой	ДК16-200-П-	1	2	- “ -

		отборов $D_{вн}=207\text{мм}$ Конденсационный сосуд (комплектно с запорной арматурой) ГОСТ 14318-73	а/б-5 2	2	4	- “ -
9	18 19	Реле искробезопасного контроля сопротивления с электродом типа ДУ. Питание – 220в.	ИКС- 2Н	2	4	Завод шахтной автоматики г. Константиновка
10	18а	Реле искробезопасного контроля сопротивления с двумя электродами типа ДУ. Питание – 220в.	ИКС- 2Н	1	2	- “ -
11	21	Дифманометр мембранный бесшкальный. Перепад давления (630 кгс/м <sup>2</sup> ) 6300 Па	ДМ (3573)	1	2	Завод “Ма- нометр” г.Москва
12	22	Газоанализатор химический	ГХП -2	-	1	Завод “Лаборприбор” г.Клин
13	30	Термометр Б 90° №1- 1°-220-450  Гидростатический уровнемер	-	1 1	2 2	Клинский термометровый з-д
1	2	3	4	5	6	7
14	14	Манометр	ОБМ-1- 160x16	-	1	Томский манометровый завод
15	4а	Пускатель магнитный 220в. регулирование топлива	ПМЕ- 111		2	Завод “Ильмарене” г.Таллин
16	5б	Регулирование подачи воздуха. Пускатель магнитный 220в.	ПМЕ- 111	-	2	-“-

## **6. Охрана труда в строительстве.**

В современных котельных не менее 80% оборудования монтируют методом сборки укрупненных блоков. На специальной сборочной площадке отдельные элементы каркаса, поверхностей нагрева и т.д. собирают в крупные однотипные блоки. Затем блоки поднимают и устанавливают в положение предусмотренное проектом.

Монтаж связан с подъемом и перемещением громоздких и нетранспортабельных узлов, блоков. Все подъемно-транспортные работы на монтаже механизмируются. Для этого применяется автокран и пневмоколесный кран. Монтажную площадку ограждают сплошным ограждением. Материалы хранят в специально отведенных местах. Дороги свободны для проезда. Входы, переходы и выходы свободны и безопасны. Проходы в опасных местах настилают из досок. Настилы обязательно снабжают перилами. Монтаж технологического оборудования выполняется в соответствии с проектом производства монтажных работ.

При  $\eta = 88\text{м}$  обеспечивается защита здания котельной от удара молнии.

Молниеприемник изготавливается из стали. Соединение молниеприемника с токоотводом сварное. Соединение заземляется с токоотводом, также сварное.

### **6.1. Охрана труда при монтаже энергетического и технологического оборудования в котельной**

На участке, где ведутся монтажные работы не производятся другие работы.

Очистка, подлежащих монтажу элементов конструкций от грязи и наледи производится до их подъема.

Запрещается подъем сборных железобетонных конструкций, не имеющих монтажных петель или меток, обеспечивающих их правильную строповку и монтаж.

Применяемые способы строповки элементов конструкций и оборудования обеспечивают их подачу к месту установки в положении, близком к проектному.

Люди, на элементах конструкций и оборудования, находящихся на весу, отсутствуют.

Элементы монтируемых конструкций или оборудования во время перемещения удерживаются от вращения и раскачивания гибкими оттяжками.

При производстве монтажных (демонтажных) работ в условиях действующего предприятия эксплуатируемые электросети и другие действующие инженерные системы в зоне работ, как правило, отключаются и закорачиваются. Оборудование и трубопроводы освобождены от взрывоопасных, горючих и вредных веществ.

При производстве монтажных работ для закрепления технологической и монтажной оснастки используются оборудование и трубопроводы, а также технологические и строительные конструкции с согласованием с лицами, ответственными за правильную их эксплуатацию.

При передвижке конструкций и оборудования лебедками грузоподъемность тормозных лебедок должна быть равна грузоподъемности тяговых, если иные требования не установлены проектом.

Распаковка и расконсервация подлежащего монтажу оборудования производится в зонах, отведенных в соответствии с проектом производства работ, и осуществляется на специальных стеллажах или подкладках высотой не менее 100мм. При расконсервации оборудования не допускается применение материалов со взрыво- и пожароопасными свойствами.

Укрупнительная сборка и доизготовление подлежащих монтажу конструкций и оборудования (нарезка резьбы на трубах, гнутье труб, подгонка стыков и тому подобное) должны выполняться, как правило, на специально предназначенных для этого местах.

В процессе выполнения сборочных операций, совмещения отверстий и проверка их совпадения в монтируемых деталях производится с использованием специального оборудования. Проверять совпадение отверстий в монтируемых деталях пальцами рук не допускается.

При монтаже оборудования должна быть исключена возможность самопроизвольного или случайного его включения.

При перемещении оборудования расстояние между ним и выступающими частями смонтированного оборудования или других конструкций должны быть по горизонтали не менее 1м, по вертикали - 0,5м.

При монтаже оборудования с использованием домкратов должны быть приняты меры, исключающие возможность перекоса или опрокидывания домкратов.

**Анализ и предотвращение проявления потенциальных опасностей при монтаже оборудования в котельной**

Таблица 6.1

<b>№ пп</b>	<b>Наименование потенциальных опасностей</b>	<b>Характер и объекты проявления потенциальных опасностей</b>	<b>Принятые в проекте мероприятия по предотвращению проявления потенциальных опасностей</b>
<b>1</b>	Падение груза при перемещении	Разрушение объектов, травмирование и гибель людей	Применение исправных стропов, обозначения мест крепления грузов, соответствие грузоподъемности крана весу поднимаемого оборудования, ограждение опасной зоны.
<b>2</b>	Опрокидывание грузоподъемных механизмов	Разрушение объектов, травмирование и гибель людей	Прекращение работы крана при скорости ветра более 15 м/с, предельной величиной угла наклона крана не более 3°
<b>3</b>	Использование электрического тока	Возможность электротравм, пожаров	Применение индивидуальных средств защиты, наличие защитного заземления, исправная изоляция на проводах
<b>4</b>	Работа на высоте	Возможность падения людей с высоты, падение грузов	Применение монтажных поясов, касок, устройство перил и ограждений.

Не допускается использовать неприятые в эксплуатацию в установленном порядке электрические сети и энергетическое оборудование. Эксплуатируется после принятия в установленном порядке.

Не допускается производить работы или находиться на расстоянии менее 50м от места испытания воздушных выключателей.

Предохранители цепей управления монтируемого аппарата должны быть сняты на всё время монтажа.

При необходимости подачи оперативного тока для опробывания электрических цепей и аппаратов на них следует установить предупредительные плакаты, знаки или надписи, а работы, не связанные с опробованием, должны быть прекращены и люди, занятые на этих работах, выведены.

Подача напряжения для опробования электрооборудования производится по письменной заявке ответственного лица электромонтажной организации (мастера или прораба), назначенного специальным распоряжением.

На монтируемых трансформаторах выводы первичных и вторичных обмоток должны быть заземлены и закорочены на все время проведения электромонтажных работ.

Электромонтажные работы в действующих электроустановках, как правило, должны выполняться после снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, их отсоединения от действующей части электроустановки, обеспечение видимых разрывов.

Падение груза при перемещении может произойти при неисправности стропов, при несоответствии грузоподъемности крана весу поднимаемого оборудования.

Опрокидывание грузоподъемных механизмов может произойти при крене механизмов более  $3^{\circ}$  и порывах ветра более 15 м/с, из-за плохого крепления опор, если поднимаемый груз больше нормы.

При работе на высоте необходимо использовать страховые пояса и средства защиты.



### 6.3. РАСЧЕТ СТРОПОВ

Грузоподъемность стропов определяется разрывным усилием каната с учетом количества ветвей и коэффициента запаса прочности. При вертикальном положении стропов допустимое усилие в каждой ветви определяется по формуле:

$$S_b = (Q/mk) * q, \text{ Н [кгс]}$$

где  $S_b$  - допустимое усилие в ветви стропа, Н [кгс]

$Q$  - вес поднимаемого груза, кг

$m$  - число ветвей стропов, шт.

$k$  - коэффициент запаса прочности каната

Производится расчет стропов для разгрузки труб диаметром 300 мм, общая длина труб 36м, масса труб составит 1944кг.

Принимаем общий вес поднимаемого груза 2000 кг, тогда  $m = 4$ ,  $k = 6$

$$S_b = (2000/4*6) * 10 = 83 \text{ Н}$$

При наклонном положении стропа его грузоподъемность снижается, так как с увеличением угла наклона стропа увеличивается усилие в поднимаемом элементе. В этом случае усилие каждой ветви стропа определяется по формуле

$$S = 1/\cos(x) * Q/m = (K * Q/M) * g$$

где  $K$  - коэффициент, зависящий от угла наклона стропа

$K = 2,0$  при угле наклона стропа  $x = 60^\circ$

$$S = (2.0 * 2000/4) * 10 = 10000 \text{ Н}$$

Длину ветви стропа определяем по формуле:

$$C = \sqrt{\frac{h^2 + b^2}{2}}$$

Данные для  
1500  
06/мм

где  $h$  - высота треугольника; определяемого ветвями стропа, м

$b$  - расстояние между точками крепления стропа по диагонали, м

Разрывное усилие стропа 10000 Н при угле  $60^\circ$  с учетом этого значения по ГОСТу 3071-80 устанавливаем, что диаметр стропа ЛКЗ 21 мм, а площадь сечения 161,13 мм<sup>2</sup>

Безаварийный подъем груза, длиной 36м и массой 1944 кг стропом может служить 4х ветевой канат типа ЛКЗ с  $d = 21$ мм и  $F = 121.13$  мм<sup>2</sup>



## 7. ОРГАНИЗАЦИЯ, ПЛАНИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВОМ

Задачей организации строительного производства является обеспечение строительства объекта в оптимальные сроки при высоком качестве работ и минимальных затратах труда, материальных ресурсах и денежных средств.

Научная организация производства базируется на системе действующих ЕНиРов, СНИПов, в составе которых важную роль играют производственные нормы, сметные нормы, нормы продолжительности строительства, нормы заделов, позволяющие обоснованно концентрировать ресурсы, правильно планировать объемы работ, производительность труда, обеспечивать ускорение вводов в действие объектов.

### 7.1. МОНТАЖ КОТЛОАГРЕГАТОВ

Монтаж котельных агрегатов и вспомогательного оборудования производится в настоящее время, как правило, укрупненными блоками. Блочный монтаж позволяет в значительной степени снизить стоимость монтажа, трудоемкость монтажных работ, уменьшить количество монтажных лесов и подмостей, повысить безопасность производства.

При доставке оборудования блоками снижаются транспортные расходы, при этом сокращается продолжительность простоя транспортных механизмов.

Монтаж котлоагрегата начинается с устройства под него фундамента (из бетона). Далее производится установка и выверка каркасных конструкций, затем устанавливаются барабаны и блоки поверхностей нагрева (радиационные блоки, блоки пароперегревателя, блоки экономайзера, блоки воздухонагревателя). При монтаже котлов, экономайзеров разрешается применять все промышленные виды сварки.

После этого производятся гидравлические испытания, монтаж лестниц и площадок, воздухопроводов. В конце производятся щелочение смонтированной системы и обмуровка котлоагрегата шамотным кирпичом.

### 7.2. УСЛОВИЯ НАЧАЛА ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

К началу работ по монтажу теплотехнического оборудования котельной должны быть произведены следующие подготовительные работы:

- разработка и утверждение ППР;
- подготовлены склады и площадки для сборки блоков оборудования и подготовка его к установке;
- сооружены подъездные пути;
- подготовлены временные здания и сооружения, необходимые для монтажных работ;
- проложены временные водо- и энергосети;
- смонтировано электроосвещение зон сборки блоков и производства монтажных работ;

- выполнены строительные работы по ППР;
- выполнены требования ТБ, охраны труда;
- заготовлены трубные узлы, металлоконструкции;
- выполнено оснащение монтажной организацией подъемно-транспортным оборудованием, монтажными механизмами, инвентарем;

Технологическое оборудование, проектно-сметная документация, техническая документация заводов-изготовителей, материалы, конструкции передаются заказчиком монтажной организации в порядке и в сроки, установленные действующими правилами о договорах по подряду на капитальное строительство и положением о взаимоотношениях организаций - генеральных подрядчиков с субподрядными организациями

### 7.3. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КАЛЬКУЛЯЦИЯ ЗАТРАТ ТРУДА И ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ

Производственная калькуляция затрат труда и заработной платы составляется по сборникам ЕНиР на основании объемов работ по монтажу технологического котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов котельной. При составлении калькуляции учитываем поправочные коэффициенты, которые принимаются по вводным частям ЕНиР. Исходные данные и результаты расчета калькуляции приведены в табл.7.1.

Таблица 7.1

## Производственная калькуляция затрат труда и заработной платы

№ п п	ЕН ир	Наименование работ	Ед. изм .	Объ ем раб от	Состав звена по ЕНиР	Затраты труда и зарплаты			
						На единицу работ		На весь объем	
						Норма времени, чел.час	Расце нка в грн.	Норм а врем ени чел.ч ас	Расце нка в грн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I. Подготовительные работы									
1	1-5	Выгрузка грузов краном	Т	78	Машин ист бр-1 такелаж . 2р-2	12,0	7,68	936,9	599,0 4
2	31- 7	Подъем и установка мелких стальных конструкций сборочной площадки	Г Кон .	2	Монтаж н. бр-1, 4р-2, 3р-3	6	4,74	12	9,48
ИТОГО									
II. Монтаж котлоагрегатов									
3	31- 100	Проверка и разметка фундаментов под котлоагрегаты	Фу н	2	Слесарь - монтаж н.  К.у.	13	9-75	26	19-50
4	31- 101	Сборка блоков каркаса, щитов и др. узлов металлических конструкций котлоагрегатов	1 бл.	2	5р-1, 2р-1, 3р-1 -“-  6р-1 5р- 1	31,5	25-26	63,0	50-52
5	31- 102	Монтаж лестниц и площадок	1т	2,5	3р-2. 2р-1 -“-  5р-1 3р-	21	15-17	52,5	37-93

					1				
6	31-103	Монтаж барабанов	1бар	4	2р-1 6р-1, 4р-2,	75	61-88	300	123-76
7	31-106	Технический осмотр и установка коллекторов	1кол	4	5р-1 3р-2 6р-1, 4р-1,	52	41-47	208,0	165-88
8	31-105	Монтаж радиационных поверхностей нагрева	1т	8,4	2р-1, 3р-1 5р-1, 3р-2,	75	55-31	630	464-60
9	31-105	Монтаж конвективных поверхностей нагрева	1т	7,6	2р-1 5р-1, 4р-1,	93	69-56	706,3	528,66
10	31-47	Монтаж топки механической	1топ	2	3р-2, 2р-1 5р-1, 4р-1,	94	69-18	188	138-36
11	31-47	Монтаж пароперегревателя	1блок	2	3р-1, 2р-2 6р-1, 4р-2,	12,5	10-10	25	20-20
12	31-107а	Монтаж экономайзера блоками	1т	20,42	3р-2 5р-1, 4р-1,	7,6	5-91	155,19	120-68
13	Е31-58-1	Технический осмотр секций воздухоподогревателя	1т	3,4	2р-1, 3р-1 5р-1, 4р-1,	1,2	0,94	4,08	3-20
14	Е31-58-1	Установка секций воздухоподогревателя	1т	3,4	2р-1 6р-1, 3р-2,	0,71	0-57,7	2,41	1-96
15	Е-31-58	Монтаж поворотных заслонок	1т	0,2	4р-1 5р-1, 3р-2,	3,5	2,7	0,7	0-54
16	31-23	Монтаж выносных циклонов	Шт.	2	6р-1, 3р-1,	5,7	4-85	11,40	9-70

1 7	Е- 31- 58	Монтаж аппаратов гидрозолоудал ения	Шт.	2	2р-1 5р-1, 3р-1,	39,5	29-63	79,00	59-26
1 8	31- 64	Монтаж механизирован ного шлакозолоудал ения (с опробованием)	шт.	2	2р-1 5р-1, 3р-1,  2р-2  монтаж ники	72	55-80	144,0 0	111- 60
		ИТОГО			к,н,в.д			2596, 08	1856- 35
		III.Монтаж тягодутьевых устройств							
1 9	31- 110	Монтаж пылегазовозду ховодов	1т	1,5	6р-1, 4р-1,	35	26-81	52,5	40-22
2 0	34- 28а	Монтаж вентилятора ВДН-12,5(с опробованием)	1 шт	2	3р-1, 2р-1 6р-1, 4р-1,	51,8	42-18	103,6 0	84-36
1 2 1	2 34- 27	3 Монтаж вентилятора Ц4-70№3,2 (с опробованием)	4 1 шт	5 1	6 6р-1, 3р-2	7 5,6	8 4-36	9 5,6	10 4-36
2 2	34- 32	Монтаж дымососа ДН- 15 (с опробованием)	1 шт	2	6р-1, 3р-1	103,5	84-13	207,0 0	168- 26
		ИТОГО						368,7	297,2 0
		IV. Монтаж насосов							
2 3	34- 16	Монтаж насоса промывочной воды	шт	1	5р-1, 3р-1	18,2	14-65	18,2	14-65
2 4	34- 18	Монтаж и опробование блока насоса горячего водоснабжения БНГВ-30/122	шт	4	5р-1, 4р-1	29,5	24,49	118,0	97,96
2	34-	Монтаж и	шт	2	6р-1,	50,5	40-66	101,0	81,32

5	24в	опробование блока сетевых насосов БСН-180/325			4р-1			237,20	193-93
		ИТОГО							
		V. Монтаж ХВО							
2 6	31- 81	Монтаж шайбовых дозаторов	шт.	2	5р-1, 3р-1	11,5	9-26	23,00	18-52
1 2 7	2 31- 78а	3 Монтаж катионовых фильтров Ø1000мм и дренажной системы	4 шт. 1ряд	5 4 1	6 5р-1, 3р-1 4р-1, 2р-1 5р-1, 4р-1 3р-2 5р-1, 3р-1	7 5,5 13,5	8 4-18 10-46	9 22 13,5	10 16-72 10-46
2 8	31- 79в	Монтаж солерастворителя Ду-1000мм	шт.	1	3р-2 5р-1, 3р-1	8,7	6-53	8,7	6-53
2 9	31- 78б	Загрузка фильтров	1м³	6	2р-1 4р-1, 3р-1	1,8	1-28	10,8	7-68
		ИТОГО			монтажники			78,0	59-91
		VI. Монтаж водоподогревателя и деаэраторов			к,н,в.д.				
3 0	31- 19	Монтаж опор под деаэраторные баки	шт.	4	5р-1, 3р-2	1,4	1-07,8	5,6	4-31
3 1	31- 84	Монтаж деаэраторных баков КБДПУ-50-180	1бак	2	6р-1, 4р-3	66	52-14	1,32	104-28
3 2	31- 85	Монтаж деаэраторной колонки	1кол	2	3р-3 6р-1, 4р-2	41,4	32-09	41,4	32-09
3 3	31- 83	Монтаж сепаратора непрерывной продувки	шт.	1	3р-2 4р-1				



3 4	30- 97	БСНП-300-5 Монтаж блока редукционной установки БРУ 60	1бл	1	5р-1	7,4	5-74	7,4	5-74
1 3 5	2 30- 88а	3 Технический осмотр и монтаж подогревателей воды	4 шт.	5 6	6 5р-1, 4р-1  3р-1, 2р-1	7 5,04	8 24-52	9 30,24  288,6 4	10 147- 12  251- 72
		ИТОГО							
		VII. Монтаж вспомогательн ого оборудования							
3 6	31- 87а	Монтаж бака промывочной воды = 4м <sup>3</sup>	шт.	1	5р-1, 4р-1	5,5	4-26	5,5	4-26
3 7	31- 87а	Монтаж бака аккумулятора =150м <sup>3</sup>	шт.	2	3р-2 5р-1, 4р-1	14	10-85	2,5	1,94
3 8	31- 87а	Монтаж расходного бака крепкого раствора соли =2м <sup>3</sup>	шт.	1	3р-2 5р-1, 4р-1  3р-2	2,5	1,974	2,5  36	1,94  27-90
		ИТОГО							
		VIII. Обмуровочные работы							
3 9	31- 112 В а,б	Обмуровка котлоагрегатов облегченная	1м <sup>3</sup>	30	5р-1, 4р-1	12	9-60	360	288- 00
1 4 0	2 31- 111	3 Подготовитель ные работы	4 1м <sup>3</sup>	5 34,6	6 4р-1, 3р-1	7 4,7	8 3,34	9 162,6 2	10 115- 56
4 1	31- 112 Б	Обмуровка водного экономайзера	1м <sup>3</sup>	4,6	2р-1 5р-1, 4р-1  3р-2	12	9-60	55,2  577,8 2	44-16  447- 72
		ИТОГО							

4 2	26- 1	XI. Монтаж технологическ их трубопроводов -“-  X. Подготовка к пуску и паровое опробование котлоагрегатов	п.м.	320	4р-1, 3р-1  2р-1, св5р-1	0,18	0-16	57,6	51-20
4 3	31- 109	Гидравлическо е испытание котлоагрегатов и сдача инспектору гостехнадзора	1 к/а	2	5р-1, 4р-1  3р-2, 2р-1	50	37-40	100	74-80
4 4	31- 114	Щелочение котлоагрегатов с подъемом давления.	1 к/а	2	6р-1, 3р-1  2р-2	155	117- 80	310,0  410,0	235- 60  310- 40
		ИТОГО							

На основании калькуляции затрат труда и заработной платы (табл.7.1) заполняем сводную ведомость (табл.7.2), учитывая, что монтаж котельной установки производится в одну смену, т.е. продолжительность рабочего дня принимается 8 часов. Тогда затраты труда в табл.7.2. записываются в размерности чел-дн.

Таблица 7.2

№№ пп	Наименование работ	Затраты труда	Заработная плата
		чел.дн	руб
1	2	3	4
1.	Подготовительные работы	118,5	608-52
2.	Монтаж котлоагрегатов	324,51	1856-35
3.	Монтаж тягодутьевых устройств	46,08	297-20
4.	Монтаж насосов	29,65	193-93
5.	Монтаж ХВО	9,75	59-91
6.	Монтаж подогревателей сетевой воды и деаэраторов	36,08	251-72
7.	Монтаж вспомогательного оборудования	4,5	27-90
8.	Обмуровочные работы	72,23	447-72
9.	Монтаж технологических трубопроводов	7,2	52-20
10.	Подготовка к пуску и паровое опробование котлоагрегатов	51,25	310-40
	<b>ВСЕГО:</b>	<b>699,75</b>	<b>4104-85</b>

#### 7.4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КАЛЕНДАРНОГО ПЛАНА

Исходными данными для составления календарного плана является сводная ведомость затрат труда и заработной платы (табл. 7.2). Несколько смежных процессов объединяются в один комплекс работ. Считаются суммарные затраты труда по комплексу работ.

Продолжительность выполнения каждого вида работ определяется по формуле

$$t=m*(Q/n) \quad (7.1)$$

где Q- трудоемкость, чел-дн.(табл.7.2)

n- состав звена,выполняющего данный процесс,чел.

m=1,2 - коэффициент перевыполнения норм выработки.

Расчет ведется в таблице календарного плана на листе графической части дипломного проекта. На основании календарного плана строим график движения рабочих. Принимаем три звена (Табл.7.3). При организации работ принят совмещенно-поточный метод монтажа.

##### 7.4.1.ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННЫЙ СОСТАВ БРИГАД (ЗВЕНА)

По производственной калькуляции (табл.7.1) определяем состав каждого звена по численности, профессии и разряду. Общая численность бригады определяется суммированием входящих в нее рабочих всех профессий.

Данные сводим в табл.7.3.

Таблица 7.3.

Профессия	Состав звена, чел.							
	В том числе по разрядам							
	Всего	I	II	III	IV	V	VI	
1 звено: монтажники котельных установок (м.к.у.)	5							
монтажник		-	1	1	1	1	1	огнеупорщ. 3р
электросварщик								-“-
2 звено: монтажник котельных установок	5							
монтажник		-	1	1	1	1	1	-“-
электросварщик						1		
3 звено: монтажник насосов, вентиляторов, компрессоров, дымососов	5							
монтажник			1	1	1	1	1	
Огнеупорщики	10							
огнеупорщики		-	2	2	2	2	2	
Итого	25							

## 7.5. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОЙ ГЕНПЛАНА

### 7.5.1. ОРГАНИЗАЦИЯ СКЛАДСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Площадь складов, для хранения строительных конструкций, деталей и материалов определяется расчетным путем в соответствии с принятым запасом и нормами складирования.

Наибольшая суточная площадь складов определяется по формуле

$$F=Q \cdot R_1 \cdot R_2 \cdot n' / (n \cdot q \cdot \varphi) \quad (7.2)$$

где Q - количество материалов, требуемое для выполнения работ в течении расчетного периода, 40т

R<sub>1</sub> - коэффициент неравномерности поступления материалов на склады, принимаем 1.1. (для автомобильного транспорта) .

R<sub>2</sub>- коэффициент неравномерности потребления, принимаем равным 1,3 для железнодорожного транспорта

n- продолжительность расчетного периода выполнения работы, в течении котороро потребляются материалы и детали . =13дн.

n'- норма хранения материалов на складе, дн. =12 (прил.4 м )

q- удельная нагрузка, =0,38м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> (прил.5 м)

$\varphi$ - коэффициент использования,  $=0.7$

$$F=40*1.1*1.3*12/13*0.38*0.7=172 \text{ m}^2$$

Размеры склада под навесом: 11,4x15,1; способ хранения - в контейнерах.

### 7.5.2. РАСЧЕТ ВРЕМЕННЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Количество и номенклатура временных зданий и сооружений определяется в зависимости от объекта и характера строительно-монтажных работ, территориального расположения и местных условий строительства.

Площади административно бытовых помещений зависят от количества работающих на площадке. Количество рабочих берется по графику движения рабочих. Количество инженерно-технических работников и младшего обслуживающего персонала принимается от числа рабочих 10-12% для ИТР и служащих и 1,5-2% для МОП. ИТР - 2 чел, МОП - 1 чел.

Общая формула для расчета временных зданий и сооружений

$$E_{\text{вр.з.}} = N * P_{\text{мах}} \quad (7.3)$$

где  $N$  - норма, в  $\text{m}^2$  на одного работающего, принимается по приложению 4

$P_{\text{мах}}$  - максимальное количество работников в одну смену из календарного плана.

Результаты расчетов сводим в табл.7.4.

Таблица 7.4

## Ведомость потребности временных зданий и сооружений

№ № пп	Наименование временных зданий и сооружений	Расч. к- во рабо ч итр, моп	Значен показ ат на 1 рабоч. итр, моп	Расчетная площадь м <sup>2</sup>	Принятое здание		Принимаемая площадь м <sup>2</sup>	Кол- во зданий
					тип	размер		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Прорабская	2	4	8	передвижное	6*2,7*2,6(4)	16,2	1
2	Гардеробная	16	0,42	6,72	419,08	6*2,7*2,6(4)	16,2	1
3	Умывальные	18	0,25	4,5	419,08	6*2,7*2,6(4)	16,2	1
4	Душевые	15	0,5	7,5	419,08	6*2,7*2,6(4)	16,2	1
5	Уборные	18	0,2	3,6	щитовой	0,8*1,2=0,96	0,96	2
6	Помещение для приема пищи	18	0,8	14,4	передвижное	9*2,7*2,6(4)	24,3	1

### 7.5.3. РАСЧЕТ ВРЕМЕННОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Потребность в воде определяется по трем группам потребителей: производственные нужды, хозяйственно питьевые нужды и расход на пожаротушение.

Секундный расход воды на производственные нужды определяется по формуле

$$\sqrt{\frac{A \times F \times M \times m \times n \times \eta}{\text{п д к} \cdot C_{\Phi}}} \times \sqrt[3]{\frac{N}{V_1 \times \Delta T}} \quad (7.4)$$

где:  $G_{\text{пр}}^{\text{сек}}$  - производственный расход каждого отдельного потребителя воды (литров-смену), получаемый как производственные нормы расхода воды на объем работ в смену (прил.7 м), на компрессор  $q_i=10000\text{л/см}=0,347\text{л/с}$ , на грузовик  $q_i=300\text{л/см}$

$K_1$  - коэффициент сменной неравномерности потребления, принимается равным 1,5

Секундный расход воды на санитарно-бытовые нужды на стройплощадке определяется в л/с по формуле:

$$\sqrt{\frac{A \times F \times m \times n \times \eta \times (M_{\text{SO}_2} + M_{\text{NO}_2})}{\text{п д к} \cdot C_{\Phi}}} \times \sqrt[3]{\frac{N}{V_1 \times \Delta T}} \quad (7.5)$$

где:  $N_1$  - количество рабочих в максимальную смену

$K_2$  - коэффициент сменной неравномерности водопотребления, принимается равным 1,5

$A_1$  - расход воды в литрах на одного рабочего, пользующегося умывальником,  
 $A_1=15\text{л/чел}, A_2=15\text{л/чел}$  - на хозяйственные нужды одним рабочим

$t_2$  - продолжительность работы душевой установки, принимается 45 мин.

$A_3$  - 30 л - расход воды на одного человека, пользующимся душем

Расчетный расход на объекте

$$G_{\text{пр}}=1,5(10000+300)/8*3600=0,536 \text{ л/с}$$

$$G_6=1,5*18(15+15)/8*3600+0,4*30*15/45*60=0,128 \text{ л/с}$$

Расчетный расход на объекте определяется по формуле:

$$G_{\text{расч}}=G_{\text{пож}}+0,5*1,2(G_{\text{пр}}+G_6)$$

$$G_{\text{расч}}=10+0,5*1,2(0,536+0,128)=10,398$$

Диаметры труб водопроводной сети определяются по формуле:

$$d_n=2(Q_{\text{расч}}*1000)/3,14*\omega$$

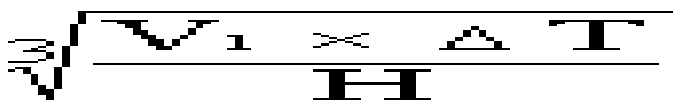
где  $\omega$  - скорость движения воды по трубам, принимается для временных водопроводов 1,5 м/с

$$d_n = 2 * 10,398 * 1000 / 3,14 * 1,5 = 93 \text{ мм}$$

Принимаем диаметр временного водопровода 108х4мм

#### 7.5.4. РАСЧЁТ ВРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Расчет мощности источников электроснабжения или трансформатора производится для случая максимального потребления электроэнергии одновременно всеми потребителями на стройплощадке по формуле:



где  $P$  - потребная мощность, кВт.А

1,1 - коэффициент, учитывающий потери мощности в сети

$P_c$  - потребная мощность в кВт, принимается по приложению 7 м

$P_t$  - потребная мощность в кВт на технологические нужды, принимается по приложению 7

$P_{в.о}$  - потребная мощность в кВт для внутреннего освещения, определяется умножением удельной мощности на  $1 \text{ м}^2$  площади помещения на общую освещаемую площадь согласно стройгенплану

$P_{н.о}$  - потребная мощность в кВт для наружного освещения, удельные значения ее принимаются по приложению 7 м

$K_1, K_2, K_3, K_4$  - коэффициент спроса, зависящие от числа потребителей

4 - коэффициент мощности, зависящий от характера, количества и загрузки потребителей силовой энергии

Результаты расчетов сводим в таблицу 7.6



Таблица 7.6

## Расход электроэнергии для энергоснабжения строительной площадки

№ № пп	Наименование потребителей	Ед. изм.	К-во объе м пло щ.	Норма на ед. измерени я уст мощнос Ру, кВт	Общая уст. мощност ь эл. энергии Ру.кВт	Коэффицие нт спроса К	Коэффицие нт мощности
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Производственны е нужды						
	1.Тельфер г.р.п. 3т	шт	1	5,0	5,0	0,75	0,75
	2.Тельфер г.р.п. 5т	шт	1	11,2	11,2	0,75	0,75
	3.Кран ДЭК-161	шт	1	22	22	0,75	0,75
	4.Компрессор	шт	2	7	14	0,75	0,75
	<b>Итого</b>				<b>52,0</b>		
2.	Технологические нужды						
	1.Сварочный трансформатор СТШ-250	шт	2	153	30,6	0,75	0,75
3.	Внутреннее освещение						
	1.Котельная	100м <sub>2</sub>	1500	1	15	0,8	1
	2.Крытые склады	100м <sub>2</sub>	98,6	1	0,986	0,8	1
	3.Административ но-хозяйственные помещения	100м <sub>2</sub>	97,2	1	0,972	0,8	1
	<b>Итого</b>				<b>16,958</b>		
4.	Наружное освещение	1000	2443 1	1,5	36,65	1	1

$$\sqrt[3]{\frac{32.48 \times 170}{45}}$$

Подбираем трансформатор по полученной расчетом мощности. Принимаем трансформатор КТПМ-180, мощностью =180кВт и предельно-минимальным напряжением: высшим 6000в и низшим 0,4-0,23в.

Количество прожекторов для освещения стройплощадки определяется по формуле:

$$\frac{1}{0.67 + 0.1 \times \sqrt{f} + 0.34 \times \sqrt[3]{f}}$$

где: E - нормируемая освещенность в лк принимаем E=0,1 лк

K - коэффициент запаса для прожекторного освещения K=1,5

F<sub>0</sub> - освещаемая площадь

δ - световой поток лампы накаливания, =270Слм

η- к.п.д. прожектора, принимаем 0,^5

K<sup>u</sup> коэффициент использования светового потока, принимаем 0,9

K<sub>n</sub>- коэффициент неравномерности освещения, =0,75

$$\sqrt{\frac{200 \times 1 \times 0,92 \times 1 \times 1 \times 47,324}{0,5 - 0,25}} \times \sqrt[3]{\frac{1}{3248 \times 170}} = 6 \text{ прожекторов}$$

тип лампы накаливания НГ-220-300

## 7.6. РАСЧЁТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

А. Планируемая продолжительность строительно-монтажных работ.

Определяем по календарному плану T=57 дн

В. Трудоемкость работ: по калькуляции

$$Q=699.75 \text{ чел.дн}$$

С. Зарплата рабочих по калькуляции (табл.7.2) с учетом переводного коэффициента с рублей 1984г. на гривны 1997г. =0,78

$$З=(4821-61\text{руб}) \times 0,78 = 5171-60 \text{ грн.}$$

Среднедневная зарплата рабочих

$$З^1 = З/Q = 5171-60/699.75 = 7.55 \text{ грн/чел.дн}$$

Е. Сметная стоимость строительно-монтажных работ с удельным весом зарплаты 8%

$$С_м = З/З_{уд} = 5171-60/0,08 = 64645,0 \text{ грн}$$

К. Среднедневная выработка В = С<sub>м</sub>/Q=64645,0/699.75=92,38 грн/чел.дн

Коэффициент использования рабочих

$$K_{исп} = P_{max} * T/Q = 1.5 * 57/692.56 = 1.23$$

М. Месячная зарплата рабочих

$$З_м = 5-38 * 24 = 129-12 = 117-65 \text{ грн.}$$

## 8.ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

8.1. Организация эксплуатации теплогенерирующей установки с паровыми котлоагрегатами во время их работы и остановки.

- A. Ведение режима работы котлоагрегата должно осуществляться по режимной карте, разработанной в результате пусконаладочных работ и расчета тепловой схемы котельной.
- B. Производительность котлоагрегата регулировать так, чтобы обеспечивался нормальный режим работы топки, исключающий её шлакование и тепловой перекос.
- C. Допускается колебания давления пара  $\pm 0,03-0,05$  Мпа и температура перегретого пара  $\pm 10-15$  °С.
- D. Поддерживать минимально допустимое разрежение в топке.
- E. Производить по разработанному пусконаладочными работами графику устранение наружных поверхностей нагрева. Контроль за состоянием поверхностей нагрева осуществляется по температуре продуктов сгорания и сопротивлению газового тракта.
- F. Не реже одного раза в смену проверяется исправность контрольно-измерительных приборов.
- G. Регулярно по нагреву труб проверяется плотность спускных и дренажных вентиляей.
- H. Все заметки о работе оборудования, замеченных его дефектах и проведенных мероприятиях по их устранению дежурный персонал обязан заносить в оперативный журнал и ремонтную книгу.
- I. Регулярно записывать показания приборов.
- J. На основании этих записей и анализа суточных ведомостей по работе котельных агрегатов составляется первичная отчетность.

Остановка котла может быть плановой, кратковременной и аварийной. Плановую (полную) остановку котла производят по заранее составленному графику в определенной последовательности:

- a. Прекращается подача топлива, дожигаются его остатки на решетке, прекращается подача воздуха (отключается дутьевой вентилятор).
- b. В течении 10 мин вентилируются газоходы.
- c. Останавливается дымосос и закрывается шибер за котлом.
- d. После прекращения горения в топке и выработки пара котел отключают от паровой магистрали.

- e. Открывают продувку пароперегревателя на 30-40 мин для его охлаждения.
- f. Непрерывно ведется наблюдение за уровнем воды в котле и его питанием до допустимого верхнего уровня.
- g. Очищают топку от остатков топлива, золы и шлака, разгружают золовые бункеры.
- h. В течении 4-6 часов котел медленно остывает, при этом топочные дверцы должны быть закрыты.
- i. Через 4-6ч после остановки проветривают газоходы с помощью естественной тяги и продувки котла.
- j. Через 8-10ч после остановки для ускорения охлаждения открывают шибер за котлом и включают дымосос, продувку повторяют.
- k. Воду полностью удаляют из котла только после охлаждения ее до 70-80 °С.
- l. Воду спускают медленно, открывая при этом все воздушные краны или предохранительные клапаны.
- m. Котел отсоединяют от других котлов установкой металлических заглушек между фланцами на паровых, питательных, спускных и продувочных линиях.
- n. Осматривают топку, котел, вспомогательное оборудование.
- o. О всех замеченных неисправностях делают записи в журнале.

## 8.2. Энергосбережение в ТГУ при использовании твердого топлива.

В регионе Донбасса эксплуатируется немало мощных теплогенерирующих установок на твердом топливе, являющихся источником значительных выбросов золы, оксидов азота и серы. Для их золошлаковых отходов требуется сотни гектаров земли и нередко плодородной.

Наряду с мероприятиями по сокращению уровня выбросов на действующих котельных актуальной является разработка экологически чистых, ресурсосберегающих технологий сжигания твердого топлива.

В этом плане перспективна технология подачи рядового топлива, известняка и воздуха, обогащенного кислородом, в специальную камеру интенсивного сжигания топлива в расплаве. Образующаяся в ней газожидкостная шлаковая эмульсия обеспечивает идеальные условия тепломассообмена и контакта топлива с окислителем, а также высокий уровень температур, что в комплексе способствует полному сжиганию угля, в том числе низкого качества.

Важнейшая особенность технологии связана с возможностью переработки практически всей минеральной части топлива в ценную товарную продукцию, так как в камере сжигания осуществляется процесс разделения шлака на легкую и тяжелую фракции. Легкий шлак состоит из окислов кремния, кальция, алюминия, магния и так далее. Он может использоваться для производства ценных материалов и изделий шлакоситалловых

плит и листов, шлаковаты, портландцемента, шлакоблоков, фракционированного щебня. В тяжелый шлак благодаря восстановительному режиму горения переходит практически все присутствующее в угле железо. В металлической фазе концентрируются также редкие и цветные металлы, что делает его ценным сырьем для металлургических предприятий.

При использовании рассматриваемой технологии сжигание твердого топлива котельная трансформируется в энергетический многоцелевой комплекс, товарной продукцией которого, кроме тепловой энергии, являются разнообразные изделия из шлака, удобрения, металлургическое сырье.

Для повышения энергоресурсосбережения, кроме разработки новых технологий сжигания топлива, необходимо осуществлять мероприятия по снижению потерь твердого топлива при хранении:

1. Исходя из местных условий на основании технико-экономических расчетов по возможности строить склад закрытого типа.
2. Выбирать форму и размеры штабеля с наименьшей наружной поверхностью на единицу объема.
3. Производить послойное уплотнение штабелей для борьбы с самонагреванием.
4. Обеспечить организованный сток воды для предотвращения скопления атмосферных осадков.
5. Выполнять подштабельное основание в соответствии с нормами и требованиями.
6. Разные марки топлива хранить в отдельных штабелях.
7. Перед разгрузкой прибывшей партии свежего топлива очищать склад от старого топлива и посторонних предметов.
8. Сокращать время между выгрузкой угля и завершением уплотнения штабеля.
9. Постоянно вести контроль за температурой угля в штабеле.
10. Нормировать расход условного и натурального топлива на выработанную и отпущенную единицу тепловой энергии.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СНиП 2.01.01.-82 Строительная климатология и геофизика Госстрой СССР-М: Стройиздат, 1983 – 136с.
2. Роддатис К.Ф. Полтарацкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. /под ред. Роддатиса К.Ф. М: Энергаториздат, 1989-488с.
3. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник / В.И. Манюк, Я.И.Каплинский, Э.Б. Хит и др. – 3-е изд., перераб. и доп. М Стройиздат, 1988.- 432с
4. Тепловой расчет промышленных парогенераторов /под ред. Частухина В.И., Киев 1982.
5. Ю.М.Гусев. Основы проектирования котельных установок Изд. 2-е, перераб. и доп., М., Стройиздат, 1973.
6. Лифшиц О.В. Справочник по водоподготовке котельных установок. Изд. 2-е, перераб. и доп., М., “Энергия”, 1976.
7. Сосков В.И. Технология монтажа и заготовительные работы. Учеб для вузов по специальности “Теплоггазоснабжение и вентиляция”. М.: Высшая школа, 1989-344с.
8. Орлов Г.Г. Охрана труда в строительстве. Учебник для строит. Вузов. – М.: Вышш. школа., 1984-343с.
9. Золотницкий Н.Д., Пчелинцев В.А. Охрана труда в строительстве. Под ред. Золотницкого Н.Д. Учеб для вузов. М.: Высшая школа, 1978.
10. Производственные и отопительные котельные. /Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я.Берзиньш.- 2-е изд., перераб. – М.: Энергаториздат, 1984.-с. 248., ил
11. ЕНиР. Сборник Е31. Монтаж котельных установок и вспомогательного оборудования./ Госстрой СССР. –М.: Стройиздат, 1988.- 159с.
12. Методические указания к разделу "Организация и планирование строительного производства, включая АСУ"