

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые Энергетические Установки

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой _____

Кейбарин А. А. д-р.т.н.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение Алматинской ТЭЦ-3
с учётом градирни

Специальность 5B071700 - Теплоэнергетика, ТЭС

Выполнил (а) Масленникова А.С. ТЭС 10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель А.А.Бай
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Карамонов С.Г., канд. эконом. наук, профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« 12 » июня 20__ г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бешимбетова А.С., ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« 19 » июня 20__ г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

Нормоконтролер: Дубовик В.Т., д-р.т.н. АУЭ
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« 19 » июня 20__ г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

Алматы 2014 г.

ДП.5B071700.ПЗ

Лист

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический
Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика
Кафедра Тепловая энергетические установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Масленникова Анна Сергеевна
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Расширение Алмаатинской ТЭС-3
с расчетом градирни

утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20___ г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Установленная электрическая мощность
станции $N_{\text{эл}} = 173 \text{ МВт}$
Установленная тепловая мощность
станции $N_{\text{тп}} = 325 \text{ Ткал/г}$

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

Дипломный проект содержит все
следующие разделы:
расчет тепловой схемы ТЭС-3;
- компоновка шатного корпуса;
- описание основного и вспомогатель-
ного оборудования ТЭС-3;
- экологическое обоснование проекта;
- экологический расчет.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- График охладителя воды для открытой каперной удерживающей
- Схема открытой каперной удерживающей
- Схема водолюбителей
- Схема поперечной удерживающей с охладителем воздуха

Рекомендуемая основная литература

1. Борисова Н.Г. Олей В.Д. Кибарин А.А. Методические указания к выполнению дипломного проекта для ст. спец. 5В071700-Технология; Лосев А.М. Паровая турбина - М.: 1989, Рязкин В.Я. Тепловая электростанция. Для студентов вузов 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987 - 328с. Технический паспорт МЭС 72183, Технологический справочник ТЭ - М.: 1975. Карамонов С.П. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы, - Алматы ИЭС, 2011. - 20с

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Карамонов С.П.	12.06.14	
Корректировки	Дубовик В.П.	19.06.14	
БМД	Беликбекова А.С.	11.04 - 15.06.14	

Аннотация

В данном дипломном проекте предлагается вариант расширения Алматинской ТЭЦ-3 с расчетом градирни. Произведен расчет 4 режимов тепловой нагрузки, выбор основного и вспомогательного тепломеханического оборудования. Произведен анализ рабочего места в турбинном цеху, расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу и расчет освещения теплового щита точечным методом. В экономической части рассчитана себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии до и после реконструкции.ТЭЦ -3.

Annotation

In this thesis project proposed variant of reconstruction Almaty TPS-3. The calculation 4 modes of heat load, choice of main and auxiliary thermal mechanical equipment. The analysis of the workplace in the turbine shop, payment flue gas emissions into the atmosphere and lighting calculations heat shield point method. In the economic part of the calculated cost of sales of electricity and thermal energy before and after reconstruction.

Андатпа

Айтылмыш дипломдық жобада Алматинской ТЭЦ- 3 реконструкции нұсқасы. Жылының жүгінің 4 режимінің есепайыр, негізгі және қосалқы тепломеханического жабдықтың талғамы. Анализ жұмыс жайым турбиналыда цех қажаса, түтіннің газының шығарындысының есебі атмосфера және жылының қалқанының жарық түсір- есебіне нүктелі кәдіспен. Экономикалық бөлікте электр және жылы қайраттың демалысының өзіндік құны дейін және кейін реконструкции өлшеулі.

Содержание

1. Введение _____
2. Краткое описание электростанции _____
3. Генеральный план и компоновка главного корпуса
 - 3.1 Оборудование котельного цеха _____
 - 3.2 Оборудование турбинного цеха _____
 - 3.3 Система технического водоснабжения _____
 - 3.4 Химический цех _____
4. Тепловая часть
 - 4.1 Расчёт 4 режимов тепловой нагрузки _____
 - 4.2 Расчёт тепловой схемы турбины Т-41-90 _____
5. Безопасность жизнедеятельности
 - 5.1 Экологический паспорт _____
 - 5.2 Краткая характеристика производства _____
 - 5.3 Расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу _____
 - 5.4 Расчет освещения теплового щита точечным методом _____
6. Экономическая часть
 - 6.1 Расчёт себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии до реконструкции _____
 - 6.2 Расчёт себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии после реконструкции _____
7. Специальный вопрос
 - 7.1 Водораспределительные системы _____
 - 7.2 Открытые градирни _____
 - 7.3 Расчет открытой капельной градирни _____
8. Заключение _____
9. Список используемой литературы _____

Введение

Алматинская ТЭЦ-3 введена в использование в 1961 году. Эффективность установленного на ТЭЦ-3 оборудования соответствует исследованиям, сделанным до 1955 года. Низкая надёжность оборудования требует всё наиболее нередких и дорогих ремонтов. В одно и тоже время случается износ и старение данного оборудования. Кроме того на уменьшение КПД оказывает большое влияние перевод станции на сжигание непроектного горючего.

Невзирая на невысокую эффективность работы ТЭЦ-3, электрическая мощность ТЭЦ-3 энергично применяется на рынке электроэнергии для покрытия пиковой доли электро нагрузок с числом часов применения в пределах 5000 часов. Надежно обеспечивает теплом и электричеством.

Учитывая мнение изготовителя существующих турбин – Ленинградского металлического завода при принятии решений о последующей эксплуатации турбоагрегатов, выработавших собственный парковый ресурс, приоритетным считается возобновление ресурса, но не продление персонального ресурса, собственно подтверждается участвовавшими в последнее время трагедиями на энергетическом оборудовании РФ.

1 Краткое описание электростанции

ДП.5В071700.ПЗ	Лист
----------------	--------------

Основное оборудование

На Алматинской ТЭЦ-3 установлено:

- 6 котлов БКЗ-160-100;
- Сжигаемое топливо: каменный уголь Экибастузского разреза;
- Растопочное топливо: мазут М100;
- 3 турбины Т-41-90;
- 1 турбина К-50-90;
- 4 генератора ТВ 60-2;
- ОРУ – 220кВ;
- ОРУ – 110кВ;
- ОРУ – 35 кВ;
- 26 трансформаторов до 2 500тыс.кВА;
- 7 трансформаторов от 10 тыс. до 80 тыс. кВА;
- 1 трансформатор более 80 тыс. кВА.

Установленная мощность:

- Электрическая – 173,0МВт
- Тепловая – 389,9МВт (335,26Гкал/ч)

Располагаемая мощность:

- Электрическая – 162,3 МВт
- Тепловая – 264,08МВт (227,07 Гкал/ч)

Топливная подача состоит из четырёх ленточных конвейеров и разгрузочного сарая. Число сотрудников станции – 345 человек.

Генеральный план и компоновка главного корпуса

Алматинская ТЭЦ – 3 находится на участке площадью 221,11 га. Промышленная площадка занимает участок 30,3 га, площадь артезианских скважин 1,6 га, золоотвал занимает площадь 100 га, площадь основных зданий и сооружений 7,8 га. Площадка станции ровная, имеет общий уклон на северо-запад и местный уклон на запад. Высота площадки над уровнем моря колеблется от 629 м до 626 м.

Станция имеет границы:

С запада – речка малая Алматинка;

С юга – предприятие САЭМИ;

С востока – завод ЗЖБК;

С севера нет граничащих объектов.

С восточной стороны промышленной площадки подходит подъездная автодорога, а с севера подъездной железнодорожный путь. Протяженность железнодорожного пути по территории до станции Жетысу – 3,2км. Линии электропередачи (ЛЭП) отходят от станции в восточном направлении. Трубопроводы теплотрасс направлены к потребителю в восточном и западном

направлении. Золоотвал расположен в северном направлении, на расстоянии 1.5 км. Очистные сооружения нефтесодержащих и фекальных стоков расположены в северо-западном направлении.

Мельничные вентиляторы типа ВМ – 17 - 2шт. обеспечивают транспортировку угольной пыли через сепараторы и циклоны в бункер готовой пыли, ёмкость которого 145 т. Сырой уголь подается качающимся ПСУ из бункера сырого угля емкостью 140 т через подсушивающую трубу в ШБМ. Воздух, для поддержания горения (вторичный) и транспортирования пылеугольной смеси (первичный), подается двумя дутьевыми вентиляторами типа ВДН – 18. Проходя через 4-е ступени ВЗП он нагревается его до 360 °С , рабочая температура воздуха для транспортирования пылеугольной смеси тпыли - 70°С. Дымовые газы откачиваются дымососами типа Д – 18 2шт. через мокрые скруббера (на котлах №1-3 по 2 скруббера, а на котлах №4-6 по 1 скрубберу) со степенью очистки 96%. Тепловой щит управления располагается на отметке 8.0 м, так как там находятся узел питания котла и горелки, что обеспечивает удобство обслуживания.

Оборудование турбинного цеха:

Турбинный размещен правее от административного корпуса, имеет приоткрытую компоновку, турбоагрегаты расположено на 8 отметке и укрыты шатрами, дополнительное оборудование турбинного цеха пребывает на нулевой отметке в производственном корпусе. На ТЭЦ-3 установлено четыре турбоагрегата:

- 1) Т – 41 – 90
- 2) Т – 41 – 90
- 3) Т – 41 – 90
- 4) К – 50 – 90

Турбоагрегат Т – 41 – 90 имеет номинальную мощность 41 МВт при полной нагрузке теплофикационного отбора

Турбоагрегат К – 50 – 90 имеет номинальную мощность 50 МВт

Технические характеристики:

Давление на голову турбины – 90 кгс/см²

Температура пара на голову турбины – 535 °С

Частота вращения ротора турбины – 3000 об/мин

Турбоагрегат имеет 22 ступени (одновенечная регулирующая ступень и 21 ступень давления). Число цилиндров турбоагрегата – один. Ротор турбины и генератора гибкие и соединяются жёсткой муфтой. Первые 19 дисков откованы вместе с валом, остальные диски насадные (диски 19 ступени турбин №1,2,3 срезаны при реконструкции). Максимальный расход пара на голову турбины – 230 т/ч. Регулирование подачи пара производится клапаном.

Масляная система турбины:

Маслонасос с двигателем постоянного и переменного тока.

Пусковой маслонасос.

Маслоохладитель – 2 штуки.

Маслоочистка.

Турбина работает на масле марки ТП – 22 как в системе регулирования, так и на смазку подшипников. Подача масла в систему регулирования производится с помощью насоса работающего непосредственно от вала турбины. В систему смазки масло попадает двумя масляными эжекторами. Ёмкость масляного бака 16т. Маслоохладитель допускает возможность отключения одного из них как по воде, так и по маслу для чистки, при полной нагрузке турбины. Нельзя допускать, чтобы в маслоохладителе давление масла было больше давления воды.

Система технического водоснабжения:

На ТЭЦ – 3 использована двухступенчатая система обогрева воды в бойлерах. На станцию вода поступает в последствии потребителей и подаётся через главный и пиковый бойлер поочередно с помощью сетевых насосов. После чего вода снова поступает в теплосеть. Как правило бойлере разогрев воды исполняется паром, который берут с 5 отбора турбины, или от РОУ 100/1,5, в пиковом бойлере обогрев изготавливают паром с 4 отбора турбины, или с РОУ -100/13. Для подачи сырой воды применяются насосы сырой воды. Сырая вода помимо прочего сможет употребляться на остывание генераторов, подшипников дополнительного оборудования, маслоохладителей турбин. Для замораживания циркуляционной воды на ТЭЦ установлены вентиляторные градирни плёночного вида. Высота – 13,5 метров. Оснащены вентиляторными установками типа ВАСО 14 – 16 – 32 с частотой оборотов 178 об/мин, мощность 30кВт, номинальный ток 90 А при напряжении 380 В.

Для покрытия станции водой используются 13 артезианских скважин, глубинные насосы и баки запаса общим объёмом 6000 м³.

Химический цех:

Химический цех ТЭЦ – 3 состоит из ХВО, лаборатории контроля качества состава масла, мазута, шлака, дымовых газов, угля, питательной воды и острого пара, водорода в системах охлаждения генератора, химически очищенной воды для восполнения основного цикла и теплосетей, склада хранения реагентов и кислот.

Система ХВО на ТЭЦ – 3 употребляется для восполнения пара и конденсата в цикл, также для восполнения воды в теплосети. На ХВО подаётся артезианская вода при температура 25 – 30оС. Для восполнения утрат пара и конденсата в цикле воду обрабатывают по схеме полного поочередного двухступенчатого хим обессоливания с производительностью 45 куб. м/ч. Система обработки воды для подачи в котлы:

Далее вода поступает в бак обессоленной воды.

Параметры обессоленной воды:

Жёсткость – 5 мкг экв/кг

Щёлочность 10 -15 мкг экв/кг

Кремниевая кислота 200 – 500 мкг/кг

Солесодержание 0 - 10 мг/кг

Вода для подачи в теплосети обрабатывается по схеме прямого подкисления и обязана удовлетворять последующий общепризнанным меркам:

Карбонатная жесткость не более 0,7 мг экв/л

Ph от 8.5 до 9.5, собственно подходит госту питьевой воды. Подготовка воды для открытых теплосетей традиционно изготавливается по схеме H - катионирования по схеме H - Na катионирования. Более незатейливый и верной считается схема подкисления начальной воды. Чтобы достичь желаемого результата применяют серную и соляную кислоту. При обработке воды подкислением используется менее кислоты, нежели в иных схемах.

2 Тепловая часть

Расчет 4 режимов тепловой нагрузки:

С учетом того, что в отопительный период ТЭЦ работает по тепловому графику в базовой части, рассчитываются следующие 4 режима:

- 1 - Максимальный зимний режим.
- 2 - Режим средний наиболее холодного месяца.
- 3 - Средне отопительный режим
- 4 - Летний режим.

Определение тепловых нагрузок

Согласно заданию тепловая нагрузка составляет:

На отопление и вентиляцию $Q_{отв} = 120$ Гкал/ч;

На горячее водоснабжение $Q_{гвс} = 25$ Гкал/ч;

Объем тепловых сетей $V_{тс} = 2200$ м³,

Утечку в данном расчете принимаем = 0,5 % от объема воды в трубопроводах тепловых сетей

$$G_{од} = 0,005 \cdot V_{дн} = 0,005 \cdot 2200 = 11 \text{ т/час}$$

Тепловые потери с утечкой воды из т/сети

$$Q_{ут} = \frac{1}{3,6} \cdot G_{ут} \cdot C_p \cdot (t_{мс}^{cp} - t_{хв}) \cdot 10^{-3} = \frac{1}{3,6} \cdot 11 \cdot 4,19 \cdot (115 - 5) \cdot 10^{-3} = 1,4 \text{ Гкал/ч}$$

Где C_p - теплоемкость воды

$t_{тс}^{cp} = 115$ °С средняя температура воды в сети

$t_{хв} = 5$ °С температура холодной воды

Тепло вносимое подпиточной водой в систему тепловой сети:

$$Q_{под} = \frac{1}{3,6} \cdot G_{под} \cdot C_p \cdot (t_{под} - t_{хв}) \cdot 10^{-3} = \frac{1}{3,6} \cdot 11 \cdot 4,19 \cdot (40 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,44 \text{ Гкал/ч}$$

Где $t_{под} = 40$ °С температура подпиточной воды.

Для закрытой системы ГВС $G_{под} = G_{ут}$

Тепловая мощность теплофикационной установки:

$$Q_{ту} = Q_{отв} + Q_{гвс} - Q_{ут} - Q_{под} = 120 + 25 - 1,4 - 0,44 = 143,14 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{сн} = Q_{отв} + Q_{гвс} = 120 + 25 = 145 \text{ Гкал/ч}$$

Нагрузка основных бойлеров:

$$\alpha_{тэц} = \frac{Q_{об}}{Q_{тэц}} = \frac{279,87}{335,26} = 0,83$$

$$Q_{об} = Q_{отв} \cdot \alpha_{тэц} = 0,83 \cdot 145 = 121,04 \text{ Гкал/ч}$$

где $\alpha_{тэц}$ - коэффициент теплофикации.

Нагрузка пиковых бойлеров:

$$Q_{пб} = Q_{сп} + Q_{об} = 145 + 121,04 = 266,04 \text{ Гкал/ч}$$

Климатические условия для г. Алматы:

Таблица 2.1. Температура воздуха г. Алматы

Температура воздуха °С		
$t_{нр}$	$t_{ср}^{хм}$	$t_{ср}^{от}$
-25	-6,8	-1,8

I Режим.

Максимально – зимний, соответствует расчетной температуре наружного воздуха для отопления (-25 °С):

$$Q_{отв} = Q_{отв+звс}^{max} + Q_{звс} = 145 - 25 = 120 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{звс} = Q_{звс}^{max} = 25 \text{ Гкал/ч}$$

II Режим.

Расчетно-контрольный, соответствует средней, за наиболее холодный месяц, температуре наружного воздуха (-6,8°С):

$$Q_{отв} = Q_{отв+звс}^{max} \cdot \frac{(t_{вн} - t_{ср}^{хм})}{(t_{вн} - t_{н}^p)} = 120 \cdot \frac{(18 - (-6,8))}{(18 - (-25))} = 69,2 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{звс} = Q_{звс}^{max} = 25 \text{ Гкал/ч}$$

III Режим.

Средне - отопительный, рассчитывается при средней за отопительный период температуре внешнего воздуха (-7,6°С) при надлежащих отопительных отягощениях:

$$Q_{отв} = Q_{отв+звс}^{max} \cdot \frac{(t_{вн} - t_{ср}^{хм})}{(t_{вн} - t_{н}^p)} = 120 \cdot \frac{(18 - (-1,8))}{(18 - (-25))} = 55,25 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{\max} = 25 \text{ Гкал/ч}$$

IV Режим.

Летний, отопительная нагрузка отсутствует. Нагрузка ГВС равна:

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{\max} \cdot \frac{(t_{гв} - t_{гв}^{\text{лето}})}{(t_{гв} - t_{гв}^{\text{зима}})} = 25 \cdot \frac{(65 - 15)}{(65 - 5)} = 20,83 \text{ Гкал/ч}$$

Расход сетевой воды равен:

$$G_{св} = \frac{Q_{\max}}{(130 - 70) \cdot c_p} = \frac{145}{(130 - 70) \cdot 4,19} = 576,77 \text{ кг/с}$$

Расчет тепловой схемы турбины Т-41-90 ЛМЗ

Расчет расходов основного бойлера и пара на турбину.

Расход пара в теплофикационный отбор равен:

$$D_{об} = \frac{G_{св} (t_{об} - t_{ом}) \cdot c_p}{(h_{об} - h'_{об}) \cdot \eta_{об}} = \frac{576,77 \cdot (84 - 40) \cdot 4,19}{(2659 - 376) \cdot 0,98} = 47,52 \text{ кг/с}$$

Где $t_{об} = t_{насб} - 5 = 89 - 5 = 84 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Расход пара на турбину равен:

$$D_0 = 1,21 \cdot \left(\frac{N}{H \cdot \eta_m \cdot \eta_e} + y_6 \cdot D_{об} \right) = 1,21 \cdot \left(\frac{41000}{1178 \cdot 0,98 \cdot 0,98} + 0,26 \cdot 47,52 \right) = 58,8 \text{ кг/с}$$

где N - номинальная электрическая мощность турбины, кВт;

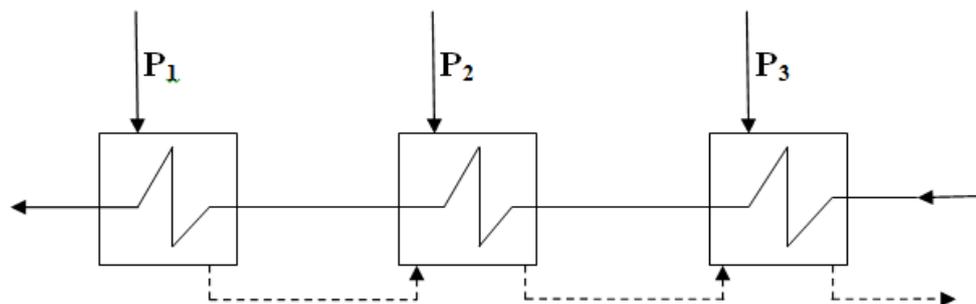
H - полный теплорепад в турбине, кДж/кг;

y_6 - соответственно коэффициент недовыработки теплофикационного отбора;

$D_{об}$ - соответственно расходы пара теплофикационного отбора, кг/с.

$$\text{Тогда } \alpha_{об} = \frac{D_{об}}{D_0} = \frac{47,52}{58,8} = 0,8$$

Расчет группы ПВД.



Расход питательной воды определяется из материального баланса пара и воды на станции. $\alpha_{пв} = 1,015$.

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{п} = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв} - h_{п2})$$

$$[\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})] \cdot \eta_{п} = \alpha_{нв} \cdot (h_{п2} - h_{п3})$$

Из уравнения находим:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{нв} \cdot (h_{нв} - h_{п2})}{(h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{п}} = \frac{1,015 \cdot (961,25 - 836,1)}{(3219,9 - 857,32) \cdot 0,98} = 0,054$$

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{нв} \cdot (h_{п2} - h_{п3}) - \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})}{(h_2 - h_{оп2}) \cdot \eta_{п}} =$$

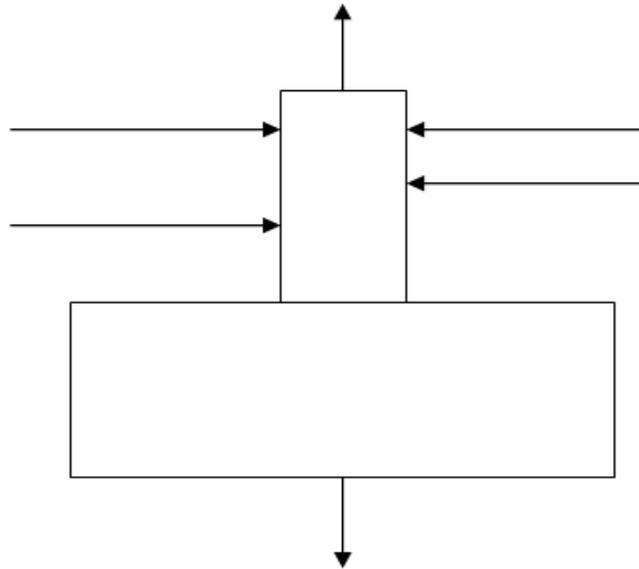
$$= \frac{1,015 \cdot (836,1 - 753,38) - 0,0549 \cdot (857,32 - 772,24)}{(3108,36 - 772,24) \cdot 0,98} = 0,0347$$

$$[\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{оп2} - h_{оп3})] \cdot \eta_{п} = \alpha_{нв} \cdot (h_{п3} - h_{пн})$$

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_{нв} \cdot (h_{п3} - h_{пн}) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{оп2} - h_{оп3})}{(h_3 - h_{оп3}) \cdot \eta_{п}} =$$

$$= \frac{1,015 \cdot (753,38 - 681,38) - (0,0549 + 0,0347) \cdot (772,5 - 710,5)}{(3014,8 - 710,5) \cdot 0,98} = 0,03$$

Расчет деаэратора.



Уравнение теплового баланса:

$$\sum \alpha_{\text{ПВД}} \cdot h_{\text{ПВД}} + \alpha_{\text{Д}} \cdot h_{\text{З}} + \alpha_{\text{КН}} \cdot h_{\text{КН}} + \alpha_{\text{УИ}} \cdot h_{\text{УИ}} = (\alpha_{\text{НВ}} \cdot h_{\text{Д}} + \alpha_{\text{ЭУ}} \cdot h_{\text{Д}})$$

где $\sum \alpha_{\text{ПВД}} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 0,054 + 0,0347 + 0,03 = 0,1187$

$$\alpha_{\text{ЭУ}} = \alpha_{\text{ОЭ}} + \alpha_{\text{ОУ}} + \alpha_{\text{УИИ}} = 0,0036 + 0,0011 + 0,015 = 0,0196$$

Уравнение материального баланса:

$$\sum \alpha_{\text{ПВД}} + \alpha_{\text{Д}} + \alpha_{\text{КН}} + \alpha_{\text{УИ}}$$

Подставляя уравнение материального и теплового баланса известные величины уравнение материального и теплового баланса имеет:

$$\alpha_{\text{УИ}} = 0,003$$

$$h_{\text{УИ}} = h_0$$

$$h_{\text{Д}} = 2755,5 \text{ кДж/кг по } P_{\text{Д}}$$

$$0,1187 \cdot 710,5 + \alpha_{\text{Д}} \cdot 2930 + \alpha_{\text{КН}} \cdot 576,59 + 0,003 \cdot 3475,5 = (1,015 \cdot 666,98 + 0,0196 \cdot 2755,5) =$$

$$= 0,1187 + \alpha_{\text{Д}} + \alpha_{\text{КН}} + 0,003 = 1,015 + 0,0196 + 2930 \cdot \alpha_{\text{Д}} + 576,59 \cdot \alpha_{\text{КН}} = 621,59$$

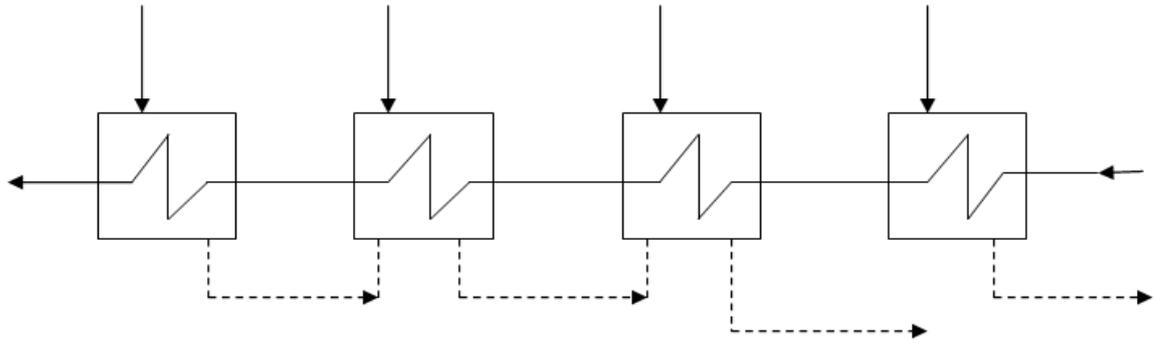
$$\alpha_{\text{Д}} + \alpha_{\text{КН}} = 0,9129$$

$$\alpha_{\text{Д}} = 621,59 - \alpha_{\text{КН}}$$

$$(0,9129 - \alpha_{\text{КН}}) \cdot 2930 + 576,59 \cdot \alpha_{\text{КН}} = 621,59$$

$$\alpha_{\text{КН}} = 0,87, \text{ тогда } \alpha_{\text{Д}} = 0,9129 - 0,87 = 0,0429$$

Расчет группы ПНД.



Для ПНД№5

$$\alpha_5 \cdot (h_5 - h'_5) \cdot \eta_{\Pi} = \alpha_{KH} \cdot (h_{KH} - h_5)$$

Для ПНД№4

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_{\Pi} + \alpha_5 \cdot (h_5 - h'_4) = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p$$

Для ПНД№3

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h'_3) \cdot \eta_{\Pi} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e3} - t_{e2}) \cdot C_p$$

Для ПНД№2

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h'_2) \cdot \eta_{\Pi} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e2} - t_{e1}) \cdot C_p$$

Для ПНД№1

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h'_1) \cdot \eta_{\Pi} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e1} - t_k) \cdot C_p$$

Где

$$t_{e4} = t_{нас4} - \nu = 116 - 5 = 111^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e3} = t_{нас3} - \nu = 89 - 5 = 84^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e2} = t_{нас2} - \nu = 74 - 5 = 69^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e1} = t_{нас1} - \nu = 54 - 5 = 49^{\circ}\text{C}$$

$$t_k = 26^{\circ}\text{C} \text{ по давлению насыщения в конденсаторе}$$

$$C_p = 4,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$$

Решая уравнения, находим величины отборов.

$$\alpha_5 = \frac{\alpha_{KH} \cdot (h_{KH} - h_5)}{(h_5 - h'_5) \cdot \eta_{\Pi}} = \frac{0,87 \cdot (576,59 - 478,86)}{(2840 - 587,66) \cdot 0,98} = 0,0385$$

$$\alpha_4 = \frac{\alpha_{KH} \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p \cdot (\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_{об}) - \alpha_5 \cdot h_5 \cdot \eta_{\Pi} + \alpha_5 \cdot h'_5 \cdot \eta_{\Pi}}{(h_4 - h'_4) \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p \cdot \eta_{\Pi}} =$$

$$= \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,8) \cdot 4,19 \cdot (111 - 84) - 0,8 \cdot 0,98 \cdot 2701 + 0,8 \cdot 0,98 \cdot 489}{0,98 \cdot 4,19 \cdot (111 - 84) \cdot (2701 - 489)} = 0,00033$$

$$\alpha_3 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e3} - t_{e2}) \cdot C_p}{(h_3 - h_3') \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (84 - 69) \cdot 4,19}{(2659 - 376) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,000662$$

$$\alpha_2 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e2} - t_{e1}) \cdot C_p}{(h_2 - h_2') \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (69 - 49) \cdot 4,19}{(2633 - 310) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,000867$$

$$\alpha_1 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e1} - t_k) \cdot C_p}{(h_1 - h_1') \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (49 - 26) \cdot 4,19}{(2600 - 229) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,001$$

Расход пара на конденсатор

$$\alpha_K = \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{д} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 - \alpha_{об} =$$

$$= 1 - 0,054 - 0,0347 - 0,03 - 0,0429 - 0,0385 - 0,00033 - 0,000662 - 0,000867 - 0,001 - 0,8 = 0,01$$

Определяем действительные расходы

$$D_i = D_0 \cdot \alpha_i$$

$$D_{не} = 1,015 \cdot 58,8 = 59,68 \text{ кг/с}$$

$$D_1 = 0,054 \cdot 58,8 = 3,17 \text{ кг/с}$$

$$D_2 = 0,0347 \cdot 58,8 = 2,04 \text{ кг/с}$$

$$D_3 = (\alpha_3 + \alpha_3) \cdot D_0 = (0,03 + 0,0429) \cdot 58,8 = 4,28 \text{ кг/с}$$

$$D_4 = 0,038 \cdot 58,8 = 2,26 \text{ кг/с}$$

$$D_5 = 0,00033 \cdot 58,8 = 0,019 \text{ кг/с}$$

$$D_6 = (\alpha_6 + \alpha_{об}) \cdot D_0 = (0,000662 + 0,8) \cdot 58,8 = 47,56 \text{ кг/с}$$

$$D_7 = 0,000867 \cdot 58,8 = 0,05 \text{ кг/с}$$

$$D_8 = 0,001 \cdot 58,8 = 0,062 \text{ кг/с}$$

$$D_K = 0,01 \cdot 58,8 = 0,588 \text{ кг/с}$$

Для проверки правильности расчета определяем мощность турбоустановки по работающим паточкам пара:

$$N_i = 10^{-3} \cdot D_i \cdot (h_0 - h_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_e$$

$$N_1 = 10^{-3} \cdot 3,17 \cdot (3418,5 - 3219,9) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,6 \text{ МВт}$$

$$N_2 = 10^{-3} \cdot 2,04 \cdot (3418,5 - 3108,36) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,61 \text{ МВт}$$

$$N_3 = 10^{-3} \cdot 4,28 \cdot (3418,5 - 3014,78) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 1,67 \text{ МВт}$$

$$N_4 = 10^{-3} \cdot 2,26 \cdot (3418,5 - 2840) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 1,26 \text{ МВт}$$

$$N_5 = 10^{-3} \cdot 0,019 \cdot (3418,5 - 2720,3) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,01 \text{ МВт}$$

$$N_6 = 10^{-3} \cdot 47,56 \cdot (3418,5 - 2608) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 37,18 \text{ МВт}$$

$$N_7 = 10^{-3} \cdot 0,05 \cdot (3418,5 - 2544) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,043 \text{ МВт}$$

$$N_8 = 10^{-3} \cdot 0,062 \cdot (3418,5 - 2460) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,057 \text{ МВт}$$

$$N_{нк} = 10^{-3} \cdot 0,588 \cdot (3418,5 - 2300) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,67 \text{ МВт}$$

$$\sum N_i = 40,74 \text{ МВт}$$

Сходимость с предварительно заданной мощностью хорошая.

Удельный расход пара

$$d = \frac{3,6 \cdot D}{N} = \frac{3,6 \cdot 58,8}{41} = 5,16 \text{ кг/кВтч}$$

Расход тепла турбоустановки

$$Q_{my} = D_{my} \cdot (h_0 - h_{ne}) = 58,8 \cdot (3418,5 - 961,25) = 144,48 \text{ МВт}$$

Коэффициент полезного действия турбины:

$$\eta_{my} = \frac{N}{Q_{my}} = \frac{41}{144,48} = 0,283$$

3 Безопасность жизнедеятельности.

Тепловые электростанции, потребляя свыше трети добываемого в виде топлива, могут оказывать существенное влияние как на окружающую среду в районе их расположения, так и на общее состояние биосферы. Взаимодействие электростанции с внешней средой определяется выбросами в атмосферу дымовых газов, тепловыми выбросами и выбросами загрязненных сточных вод.

Установленная мощность ТЭЦ – 3:

Электрическая – 173 МВт

Тепловая – 389,9 МВт

Характеристика основного оборудования:

Наименование оборудования (котлы, турбины).	Стационарный номер.	Маркировка.	Паропроизводительность котла, т/ч мощность турбины, МВт.	Примечание.

Котлы Энергетические	№1,2,3,4,5,6	БКЗ-160-100.	По 160	
Турбины	№1,2,3	Т 41-90	По 41	реконструирована
Турбины	№.4	Т 50-90	50	

Подпиточная вода главного конденсата проходит 2 стадии химобессоливания и сберегается в баках обессоленной воды, производительность ХВО – 45м³/ч

Вода теплосети от потребителя прокачивается насосами теплосети через основной и пиковый бойлера и снова подаётся потребителю. Схема теплофикации закрытого типа.

Расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу.

Котел БКЗ – 160 - 100, топливо – Экибастузский уголь.

Состав топлива по сертификату поставщика:

$$C^P = 42,0 \%$$

$$H^P = 5,0 \%$$

$$N^P = 1,5 \%$$

$$S^P = 0,55\%$$

$$O^P = 11,9\%$$

$$A^P = 38,0 \%$$

$$W^P = 5,0\%$$

$$Q_{н}^P = 18\,268,4 \text{ кДж/кг}$$

$$B = 28,5 \text{ т/ч (7,92 кг/с)} - \text{расход топлива котлом};$$

$$T_{yx} = 120^\circ\text{C} + 273 = 393 \text{ K};$$

$$q_4 = 1,5 \%$$
 (потеря от механического недожога);

$$D = 160 \text{ т/ч (производительность котла)};$$

$$\eta = 0,96 \text{ (степень очистки дымовых газов в золоуловителе)};$$

$$\zeta = 0,0001 \text{ (степень рециркуляции)};$$

$$\alpha_{yh} = 0,95 \text{ (доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами)};$$

$$\alpha_{т} = 1,2 \text{ (коэффициент избытка воздуха)}.$$

Теоретическое количество сухого воздуха (м³/кг), необходимое для сгорания твердого и жидкого топлива при $\alpha=1$:

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

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха

$$\alpha \neq 1:$$

$$V_{г} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V^O = 0,788 + 3,715 + 0,7076 + (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 6,1494 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем трехатомных газов:

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot [(C^P + (0,375 \cdot S^P)) / 100] = 1,866 \cdot ((42,0 + 0,375 \cdot 0,55) / 100) = 0,788 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем азота:

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

Теоретический объем водяных паров:

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

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

Расход дымовых газов:

$$V_r = (B \cdot (V_r^0 + (\alpha_r - 1) \cdot V^0) \cdot T_{yx}) / (3,6 \cdot 273) \text{ м}^3/\text{с}$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$V_r = (28,5 \cdot [6,1494 + (1,6 - 1) \cdot 4,694] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 102,179 \text{ м}^3/\text{с}.$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$V_r = (142,5 \cdot [6,1494 + (1,6 - 1) \cdot 4,694] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 510,895 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Количество золы, выбрасываемое в атмосферу с продуктами сгорания:

$$M_z = 0,01B \cdot [(\alpha_{yh} \cdot A^P) + q_4 \cdot (Q_H^P / 32680)] \cdot (1 - \eta), \text{ т/ч}.$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$M_z = 0,01 \cdot 28,5 \cdot [(0,95 \cdot 38,0) + 1,5 \cdot (18268,4 / 32680)] \cdot (1 - 0,96) = 0,4211 \text{ кг/с} = 2,5482 \text{ т/ч}.$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$M_z = 0,01 \cdot 142,5 \cdot [(0,95 \cdot 38,0) + 1,5 \cdot (18268,4 / 32680)] \cdot (1 - 0,96) = 0,2,1055 \text{ кг/с} = 7,5798 \text{ т/ч}.$$

Масса оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot K \cdot Q_H^P [1 - (q_4 / 100)] + \beta_1 \cdot [1 - (\epsilon_1 \cdot \zeta)] \cdot \beta_3 \cdot \beta_2 \cdot \epsilon_2 \text{ т/ч}$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

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

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$M_{NO_2} = 0,3 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 142,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5 / 100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,41799 \text{ кг/с} = 1,5048 \text{ т/ч}$$

$$\text{где } \beta_1 = 0,178 + (0,47 \cdot N^P) = 0,178 + (0,47 \cdot 1,5) = 0,883;$$

β_1 — безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$$\beta_2 = 0,85;$$

β_2 — коэффициент, характеризующий эффективность рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$$\beta_3 = 1,0;$$

β_3 — коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$\varepsilon_1=0,010$;

$\varepsilon_2= 0,99$.

Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1т сожженного условного топлива:

$$K = (12 \cdot D_p) / (200 + D) = \frac{12 \cdot 160}{200 + 160} = 5,33$$

D — производительность котлов номинальная и фактическая;

Масса окислов серы, выбрасываемых в атмосферу:

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

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

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

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

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

η''_{SO_2} — доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе.

Определение минимальной высоты трубы:

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

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

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

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

где $M = (M_{SO_2} + \text{ПДК}_{SO_2} / \text{ПДК}_{NO_2} \cdot M_{NO_2}) + M_3$

а) $M = 69,26 \text{ г/с}$, б) $M = 346,3 \text{ г/с}$

$A = 200$ — коэффициент, зависящий от температурной стратификации, атмосферы

а) $V_\Gamma = 102,179 \text{ м}^3/\text{с}$ и б) $V_\Gamma = 510,895 \text{ м}^3/\text{с}$ — объём дымовых газов на АТЭЦ–3 при расходе топлива на один котёл $B = 28,5 \text{ т/ч}$.

$F = 2$ — коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90 %,

$\Delta T = T_{УХ} - T_{ЛЕТ}^{СР.МАКС} = 85^\circ\text{С}$ — разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика»).

$\eta = 1$ — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности,

C_{Φ} – фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками.

Значение коэффициентов m и n определяется в зависимости от параметров:

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{20 \cdot 20 \cdot 2,55}{60 \cdot 60 \cdot 85} = 3,33$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_G \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{102,179 \cdot 85}{60}} = 3,41.$$

Откуда:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{3,33} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{3,33}} = 0,7352$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{20 \cdot 20 \cdot 5,7}{100 \cdot 100 \cdot 85} = 2,68$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_G \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{510,895 \cdot 85}{100}} = 4,9.$$

Откуда:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,68} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,68}} = 0,7657$$

Если $v_m > 2$, то $n=1$,

ПДК $C_{SO_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3$.

Диаметр устья дымовой трубы:

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

$$\text{б) } D = \sqrt{\frac{4 \cdot V'_G}{\pi \cdot W_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 510,895}{3,14 \cdot 20}} = 5,7 \text{ м,}$$

Где $W_0 = 20$ м/с – скорость выхода дымовых газов.

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 995,87 \cdot 2 \cdot 0,7657 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,8685 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A \cdot M_{TB} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 181,9145 \cdot 2 \cdot 0,7657 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,1585 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 128,6605 \cdot 2 \cdot 0,7657 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,1121 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{NOx}} = \frac{A \cdot M_{NOx} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_T \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 36,1 \cdot 2 \cdot 0,7657 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,0314 \text{ мг/м}^3.$$

Отсюда видно, что величина концентрации при высоте трубы 100 м превышает допустимые нормы.

Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение приземной концентрации вредных веществ:

$$\chi_m = d \cdot \frac{5-F}{4} \cdot H = 21,52 \cdot \frac{5-2}{4} \cdot 100 = 1614 \text{ м},$$

$$\text{Где } d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{4,9} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{2,68}) = 21,52 \text{ м}$$

$$h_p = 2,5 \text{ м}$$

$$d_1 = \sqrt{c^2 + b^2} = \sqrt{0,5^2 + 0,6^2} = 0,78 \quad \text{tg} \varphi = \frac{0,78}{2,5} = 0,31$$

$$e_1 = \frac{I \varphi \cdot \cos^3 \varphi}{h_p^2} = \frac{164 \cdot \cos^3 10^\circ}{2,5^2} = 26,24 \cdot 2 = 52 \text{ ЛК}$$

$$d_2 = \sqrt{c^2 + b^2} = \sqrt{1,2^2 + 0,6^2} = 1,34 \quad \text{tg} \varphi = \frac{1,34}{2,5} = 0,53$$

$$e_2 = \frac{I \varphi \cdot \cos^3 20^\circ}{h_p^2} = \frac{174 \cdot 0,81}{2,5^2} = 22,55 \cdot 2 = 45 \text{ ЛК}$$

$$d_3 = \sqrt{c^2 + b^2} = \sqrt{2,1^2 + 1,8^2} = 2,76 \quad \text{tg} \varphi = \frac{2,76}{2,5} = 110,4$$

$$e_3 = \frac{I \varphi \cdot \cos^3 70^\circ}{h_p^2} = \frac{174 \cdot 0,039}{2,5^2} = 1,08 \cdot 2 = 2,16 \text{ ЛК}$$

$$d_4 = \sqrt{c^2 + b^2} = \sqrt{1,6^2 + 0,6^2} = 1,70 \quad \text{tg} \varphi = \frac{1,70}{2,5} = 0,68$$

$$e_4 = \frac{174 \cdot \cos^3 45^\circ}{2,5^2} = 9,84 \text{ ЛК}$$

$$E_T = \frac{\Phi \cdot M \cdot \sum_{li}}{1000 K_3} = \frac{3120 \cdot 1,1 \cdot (52 + 45 + 9,84 + 1,16)}{1000 \cdot 1,4} = 264 \text{ ЛК}$$

$K_3 = 1,4$ коэффициент запаса помещения с особой частотой воздуха;

$$\mu = 1,1$$

$\sum e_i$ сумма всех значений $e_{1,2,3...n}$

Φ – световой поток

Характеристика зрительной работы «Средней точности».

Наименьший размер объекта (буквы, риски и т.п.) от 0.5 до 1мм.

Разряд зрительной работы IV группы, малый светлый $E_n = 200$.

На основании сравнения $E_T \geq E_n$ делаем вывод, что лампы типа ПВЛМ с одной лампой ЛБР номинальной мощностью 40 Вт и световым потоком 3120ЛК вполне удовлетворяют нашим требованиям.

4 Экономическая часть

В экономическом обосновании дипломного проекта будет произведён расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии до и после расширения Алматинской ТЭЦ – 3.

Исходными данными для расчета являются отдельные данные АО «АлЭС» ТЭЦ-3 за 2012г.

- установленная электрическая мощность станции $N_{yэ} = 173$ МВт;
- установленная тепловая мощность станции $N_{yt} = 325$ Гкал/ч;
- теплотворная способность топлива $Q_p = 4300$ ккал/кг;

1. Годовой отпуск энергии ТЭЦ-3

Годовая выработка электрической энергии равна:

$$\mathcal{E}_в = 800 \text{ млн. кВт.}$$

Годовая выработка тепловой энергии равна:

$$Q_в = 110,91 \text{ тыс. Гкал.}$$

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 10% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 1 % ($Q_{сн}$).

Годовой отпуск электрической энергии равен:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 800 \cdot (1 - 0,1) = 720 \text{ млн. кВтч.}$$

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}) = 110,91 \cdot (1 - 0,01) = 109,80 \text{ тыс. Гкал.}$$

2. Затраты на топливо

Удельный расход условного топлива на выработку одного кВт·ч электрической энергии примем $b_э = 535,5$ гу.т./кВт·ч, удельный расход условного топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии примем $b_T = 210$ кгу.т./Гкал

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии равен:

$$B_э = \mathcal{E}_в \cdot b_э = 800 \cdot 535,5 = 428,40 \text{ тыс. тут.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии равен:

$$B_T = Q_{от} \cdot b_T = 109,80 \cdot 210 = 23,05 \text{ тыс. тут.}$$

Общий расход условного топлива ТЭЦ равен:

$$V_y = V_3 + V_T = 428,40 + 23,05 = 451,45 \text{ тыс. тунт}$$

Расход натурального топлива будет

$$V_n = V_y \cdot Q_{\text{усл}} / Q_p = 451,45 \cdot 7000 / 4300 = 734,91 \text{ тыс. тнт.}$$

Стоимость топлива с учетом транспортировки составит 3540 тг./т.н.т.

$$\text{Тогда: } I_T = V_n \cdot 3540 = 734,91 \cdot 3540 = 2601,58 \text{ млн. тенге}$$

3. Расчёт КПД использования топлива

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

$$\text{КПД}_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 535,5 \cdot 100\% = 22,9 \%$$

$$\text{КПД}_T = 143 : b_T \cdot 100\% = 143 : 210 \cdot 100\% = 68 \%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = (22,9\% + 68\%) / 2 = 45,45\%$$

4. Затраты на оплату труда

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату персонала (ППП) ТЭЦ, занятого на производстве и его обслуживании, необходимо знать численность персонала станции. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал.

Численность персонала станции составляет (отчётные данные АО АлЭС ТЭЦ-3 за 2012 год): 385 человек.

Примем среднегодовую заработную плату 1210 тыс. тенге на одного работающего, тогда суммарный фонд заработной платы равен:

$$I_{\text{зпо}} = 385 \cdot 1210 = 465850 \text{ тыс. тенге.}$$

Дополнительная заработная плата:

$$I_{\text{зпд}} = 465850 \cdot 0,1 = 46580 \text{ тыс. тенге.}$$

Начисления на заработную плату:

$$I_{\text{зпн}} = (465850 + 46580) \cdot 0,21 = 107611,35 \text{ тыс. тенге.}$$

Суммарный фонд заработной платы:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 465850 + 46580 + 107611,35 = 620,04 \text{ млн. тенге.}$$

1. Расчёт амортизационных отчислений

Удельные капитальные вложения составляли 2000 \$/кВт установленной мощности, коэффициент износа составляет $K_{\text{из}} = (1 - 0,3)$. Стоимость доллара США 185 тенге. Тогда суммарные капитальные вложения равны:

$$K_{\text{сум}} = K_{\text{уд}} \cdot N_y \cdot K_{\text{из}} = 2000 \cdot 173 \cdot 0,7 \cdot 185 = 44807 \text{ млн. тенге}$$

Норма амортизационных отчислений 7%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$$I_{\text{ао}} = 0,07 \cdot 44807 = 3136,49 \text{ млн. тенге.}$$

2. Расчёт затрат на проведение текущего ремонта

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 3136,49 = 470,47 \text{ млн. тенге.}$$

3. Расчёт платы за выбросы

На примере работы ТЭЦ-3, установлено, что при сжигании Экибастузского угля плата за выбросы 185 тенге за т.н.т.

$$\text{Тогда: } I_{\text{выб}} = 185 \cdot 734,91 = 135,95 \text{ млн. тенге.}$$

Расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии

Коэффициента распределения затрат:

$$K_p = V_y / V_{\text{y}} = 428,40 / 451,45 = 0,94$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,94) = 0,06$$

То есть 94% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 6% затрат.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 7.1.

Таблица 4.1. Составляющие затрат на производство электрической и тепловой

Составляющие затрат	Иобщ	Иэ	Ит
топливо Ит	2601,58	2445,48	156,09
Фонд зар.платы Изп	620,04	582,83	37,20
амортизационные отчисления Иао	3136,49	2948,30	188,18
текущий ремонт Ирем	470,47	442,24	28,22
плата за выбросы Ивыб	135,95	127,79	8,15
Итого затрат	6964,53	6546,64	417,84

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$$S_э = I_э / Q_{\text{от}} = 6546,64 / 720 = 9,1 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии равна:

$$S_т = I_т / Q_{\text{от}} = 417,84 / 109,80 = 3805 \text{ тенге /Гкал}$$

4. Расчёт себестоимости электрической и тепловой энергии после реконструкции

После реконструкции градирен к сумме капитальных вложений прибавятся дополнительные капитальные вложения, которые включают затраты на покупку оборудования, работы по монтажу и подключению, и составляют $K_{\text{доп}} = 1860$ млн. тенге. Тогда суммарные капитальные вложения равны:

$$K_{\text{сум}} = 4666,6 \text{ млн. тенге.}$$

Норма амортизационных отчислений 7%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$$I_{\text{ао}} = 0,07 \cdot 4666,6 = 3266,69 \text{ млн. тенге.}$$

1.) Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 46667 = 700$ млн. тенге.

2.) Расчет общестанционных расходов

$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,25 \cdot (3266,69 + 620,04 + 700) = 1146,68$ млн. тенге.

Таблица 7.1. Составляющие затрат на производство электрической и тепловой

Составляющие затрат	Иобщ	Иэ	Ит
топливо Ит	2601,58	2445,48	156,09
Фонд зар.платы Изп	620,04	582,03	37,20
амортизационные отчисления Иао	3266,69	3103,3	188,18
текущий ремонт Ирем	700	658	42
плата за выбросы Ивыб	135,95	127,79	8,15
Итого затрат	7324,26	6916,6	431,62

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$S_э = Iэ / Q_{от} = 6916,6 / 720 = 9,6$ тенге/кВтч

Себестоимость отпуска тепловой энергии равна:

$S_т = Iт / Q_{от} = 431,62 / 109,80 = 3930$ тенге /Гкал

Вывод: после реконструкции градирен на Алматинской ТЭЦ – 3 привела к не большому повышению себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии, что не является необходимостью замены устаревшего оборудования.

6.Специальный вопрос

Градирня — приспособление для охлаждения большого количества воды направленным потоком атмосферного воздуха. Порой градирни называют и еще охладительными башням. Сегодня градирни как правило используются в системах используемого водоснабжения для остывания теплообменных агрегатов (в большинстве случаев, на тепловых электростанциях, ТЭЦ, АЭС). В гражданском строительстве градирни применяются при кондиционировании воздуха, к примеру, для остывания конденсаторов холодильных установок, остывания аварийных электрогенераторов. В индустрии градирни применяются для остывания холодильных машин, машин-формовщиков пластмасс, при хим очистке веществ.

По направлению течения сред (охлаждаемой воды и воздуха):

- с противотоком (наибольший температурный перепад, наибольшее аэродинамическое сопротивление);
- с перекрестным током (меньшее аэродинамическое сопротивление, меньше капельного уноса);

- со смешанным током (конструкция градирни содержит и противоток и перекрестный ток).

ВЕНТИЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

В градирнях для создания искусственной тяги применяются серийно изготавливаемые осевые вентиляторы для градирен марки ВГ и осевые вентиляторы общепромышленного назначения марки 06-300. Технические характеристики вентиляторов приведены в табл. 1 и на черт. 6 - 11.

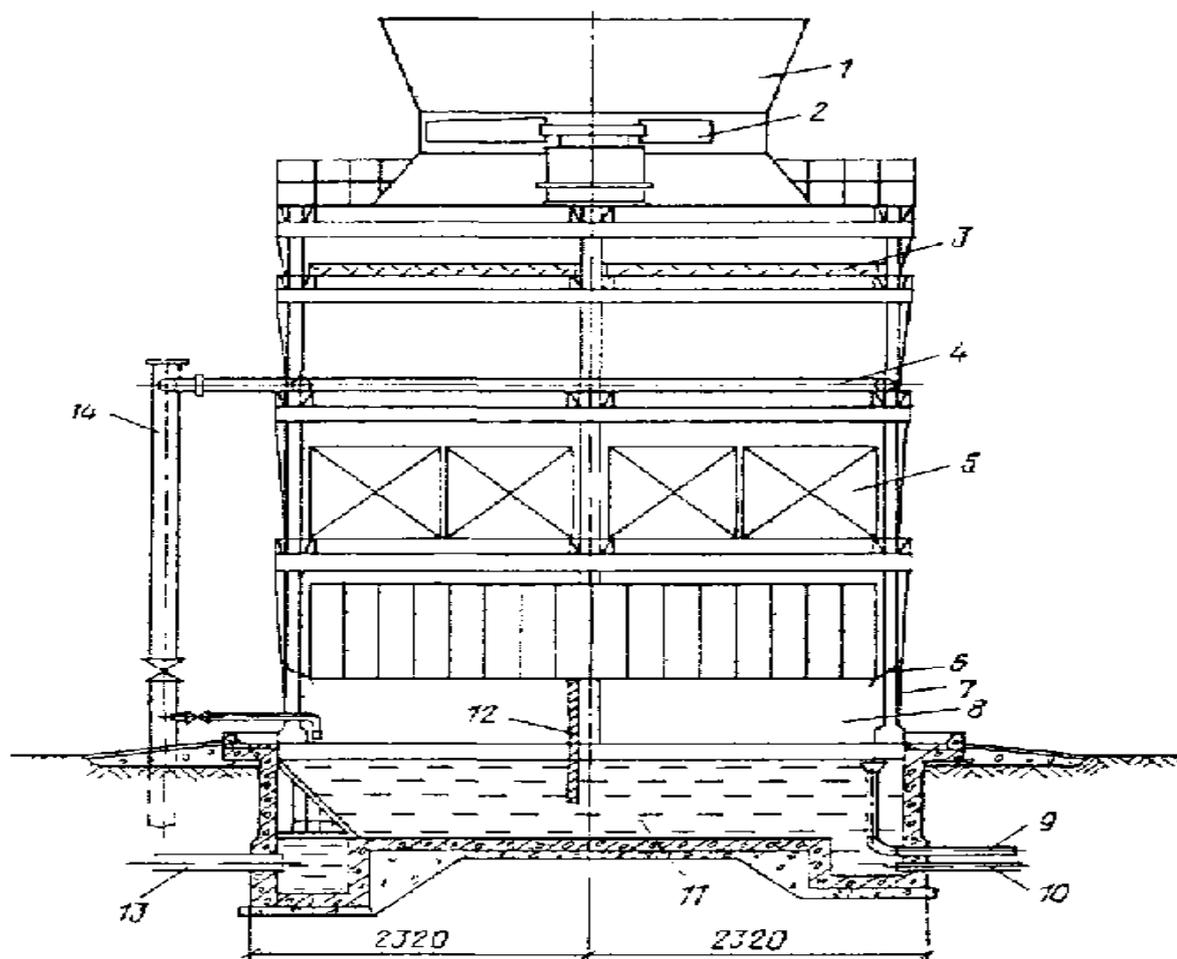


Рисунок - 6.1. Схема вентиляторной противоточной градирни

1 - диффузор; 2 - вентилятор; 3 - водоуловитель; 4 - водораспределительная система; 5 - оросительное устройство; 6 - воздухонаправляющий козырек; 7 - воздухоходные окна; 8 - воздухораспределительное пространство; 9 - переливной водовод; 10 - грязевой водовод; 11 - водосборный бассейн; 12 - ветровая перегородка; 13 - отводящий водовод; 14 - подводящий водовод

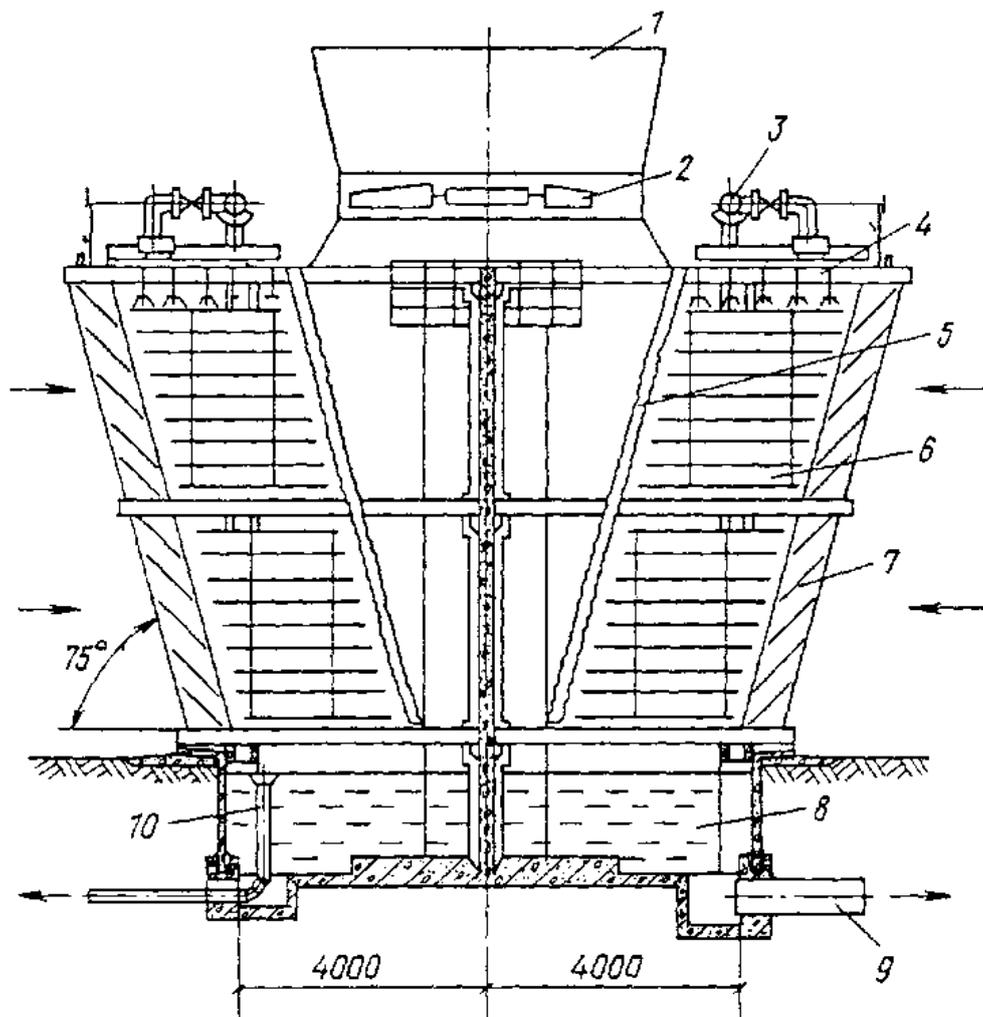


Рисунок - 6. 2. Схема поперечноточной градирни с отсасыванием воздуха вентилятором

1 - диффузор; 2 - вентилятор; 3 - подводящий водовод; 4 - водораспределительная система; 5 - водоуловитель; 6 - оросительное устройство; 7 - жалюзи; 8 - водосборный бассейн; 9 - отводящий водовод; 10 - переливной водовод

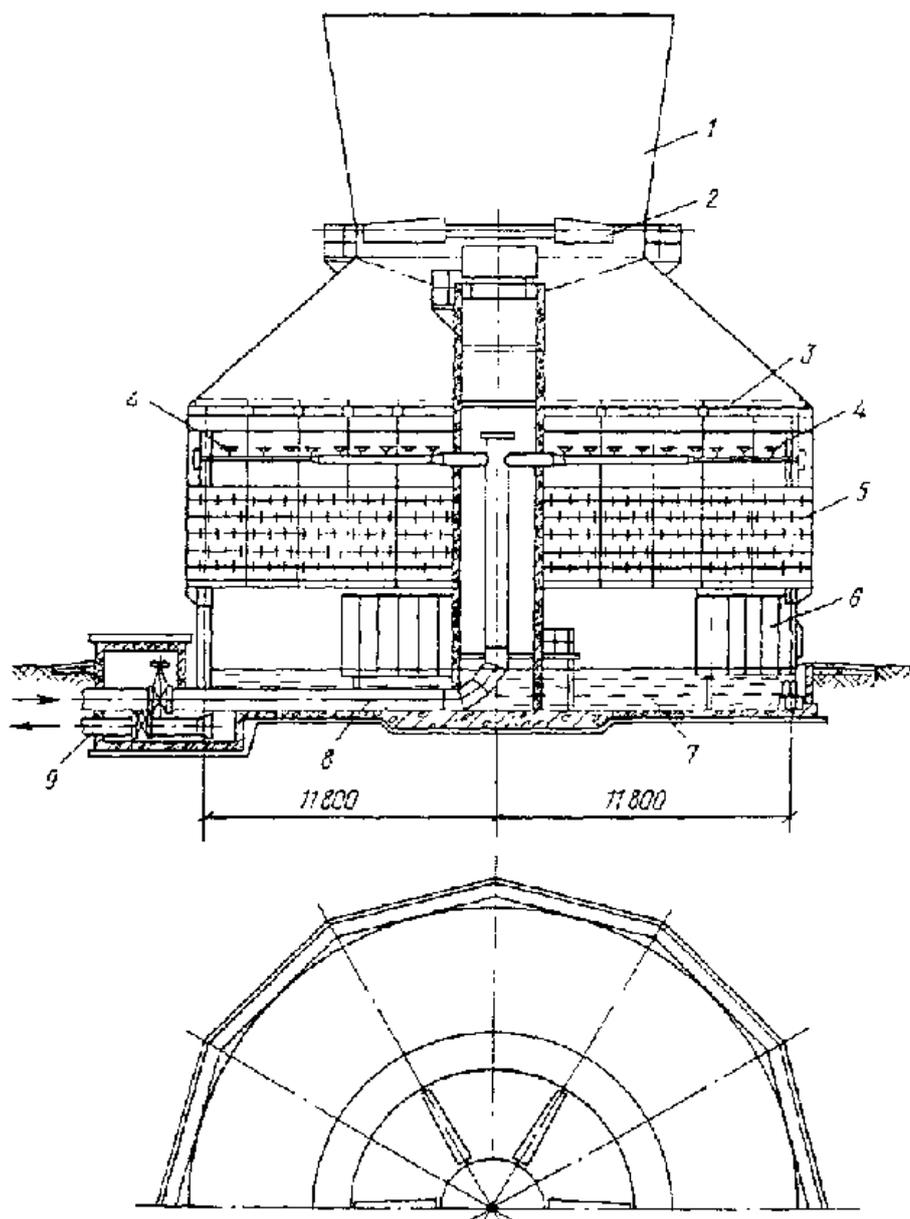


Рисунок – 6.3. Схема одновентиляторной градирни площадью 400 м² с вентилятором марки 1ВГ 104

1 - диффузор; 2 - вентилятор; 3 - водоуловитель; 4 - водораспределительная система; 5 - оросительное устройство; 6 - ветровая перегородка; 7 - водосборный бассейн; 8 - подводящий водовод; 9 - отводящий водовод

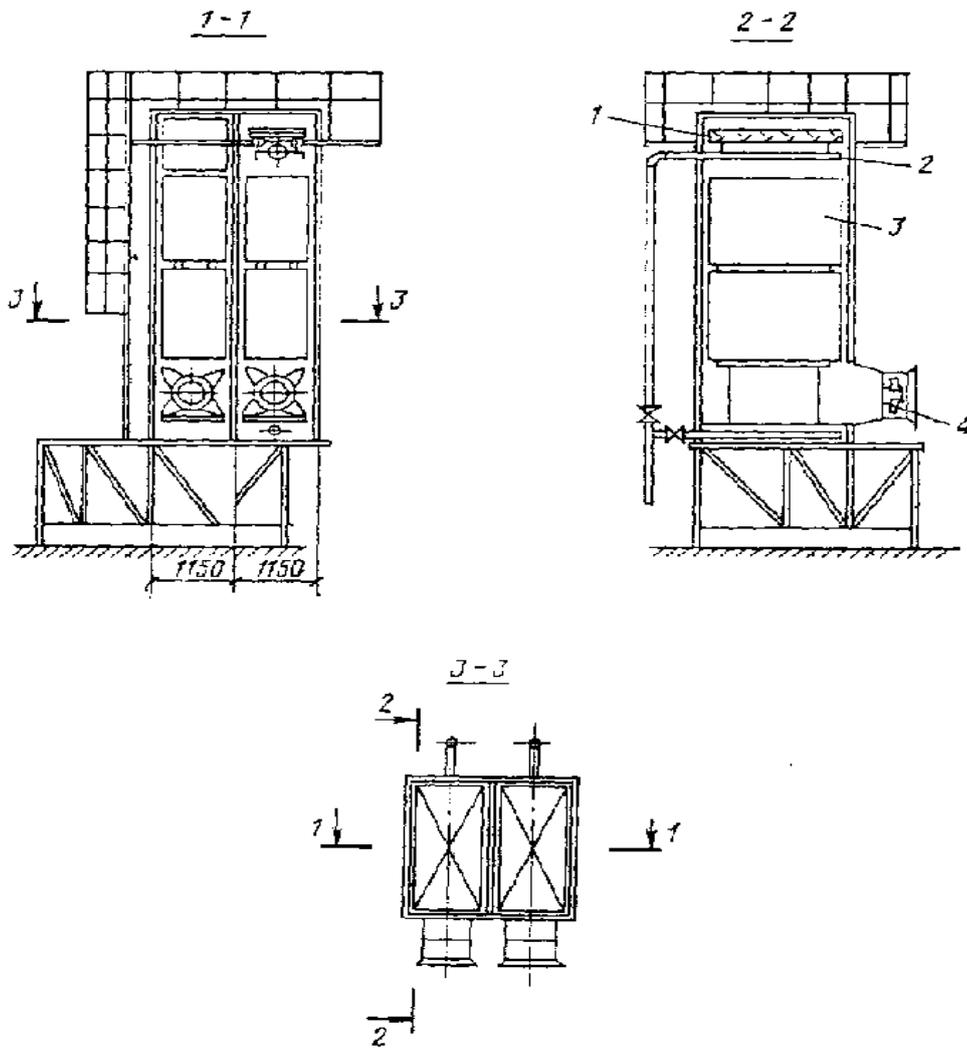


Рисунок – 6.4. Схема вентиляторной градирни, располагаемой на зданиях
 1 - водоуловитель; 2 - водораспределительная система; 3 - оросительное устройство; 4 - вентилятор

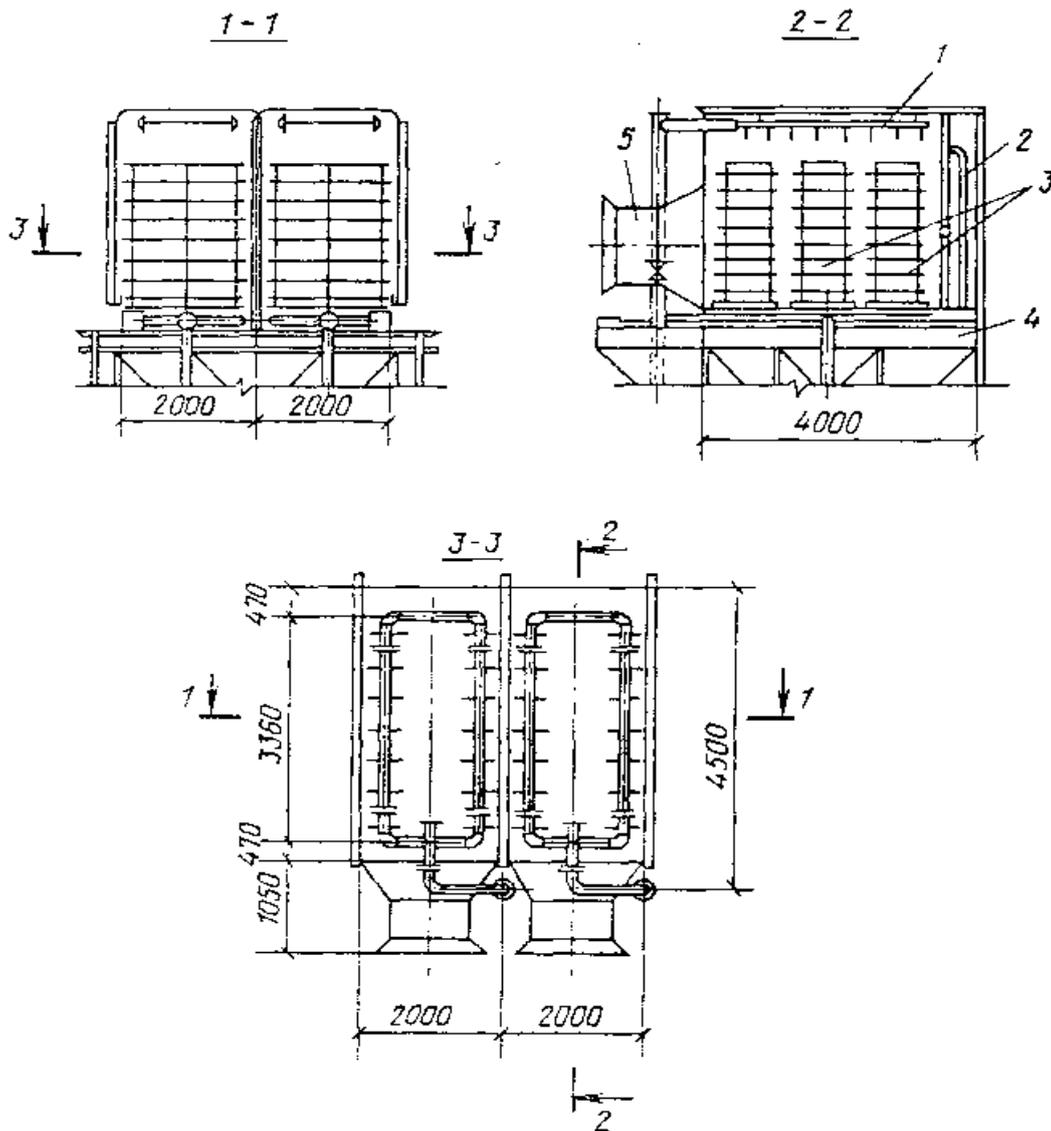


Рисунок – 6.5. Схема поперечноточной градирни с нагнетанием воздуха вентилятором

1 - водораспределительная система; 2 - водоуловитель; 3 - оросительное устройство; 4 - водосборный поддон; 5 - вентилятор

Таблица 6.2 -

Техническая характеристика вентилятора	Марка вентилятора							
	06-300 № 8	06-300 № 12,5	1ВГ 25	3ВГ 25	2ВГ 50	2ВГ 70	1ВГ 104	06-300 № 8
Номинальная подача воздуха, тыс. м ³ /ч	15	45	120	156	500	1100	2700	23
Статический напор, Па (кгс/м ²)	-	-	137 (14)	-	147 (15)	157 (16)	167 (17)	-
Полное давление, Па (кгс/м ²)	98 (10)	157 (16)	-	137 (14)	-	-	-	235 (24)

Техническая характеристика вентилятора	Марка вентилятора							
	06-300 № 8	06-300 № 12,5	1ВГ 25	3ВГ 25	2ВГ 50	2ВГ 70	1ВГ 104	06-300 № 8
КПД вентилятора	0,78	0,78	-	0,63	-	-	-	0,78
Частота вращения, об/мин	930	730	365	365	178	178	110	1410
Число лопастей, шт.	3	3	3	6	3	3	6	3
Угол установки лопастей, град	-	-	16	22	16	15	13	-
Диаметр рабочего колеса, м	0,8	1,25	2,5	2,5	5,0	7,0	10,4	0,8
Диаметр втулки, м	0,32	0,5	0,75	-	1,5	2,1	3,64	0,32
Марка электродвигателя	АОЛ2-21-6	АО2-42-8	ВАСО 10-19-16	ВАСО 10-19-16	ВАСО 14-16-32	ВАСО 15-23-34	ВАСВ 17-40-52	АОЛ2-32-4
Мощность, кВт	0,8	3,0	11,0	11,0	30,0	75,0	200,0	3,0
Напряжение, В	380	380	380	380	380	380	6000	380
Частота тока, Гц	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
КПД электродвигателя	-	-	0,885	0,885	0,83	0,875	-	-
Габариты вентилятора, м:								
Диаметр	0,86	1,32	3,00	3,00	6,00	8,40	10,45	0,86
Высота	0,98	1,51	1,87	1,87	3,74	5,15	13,5	0,98
Масса вентилятора, кг	-	-	1200	-	4960	9300	16 250	-
То же, без электродвигателя, кг	51	157	-	-	-	-	-	51

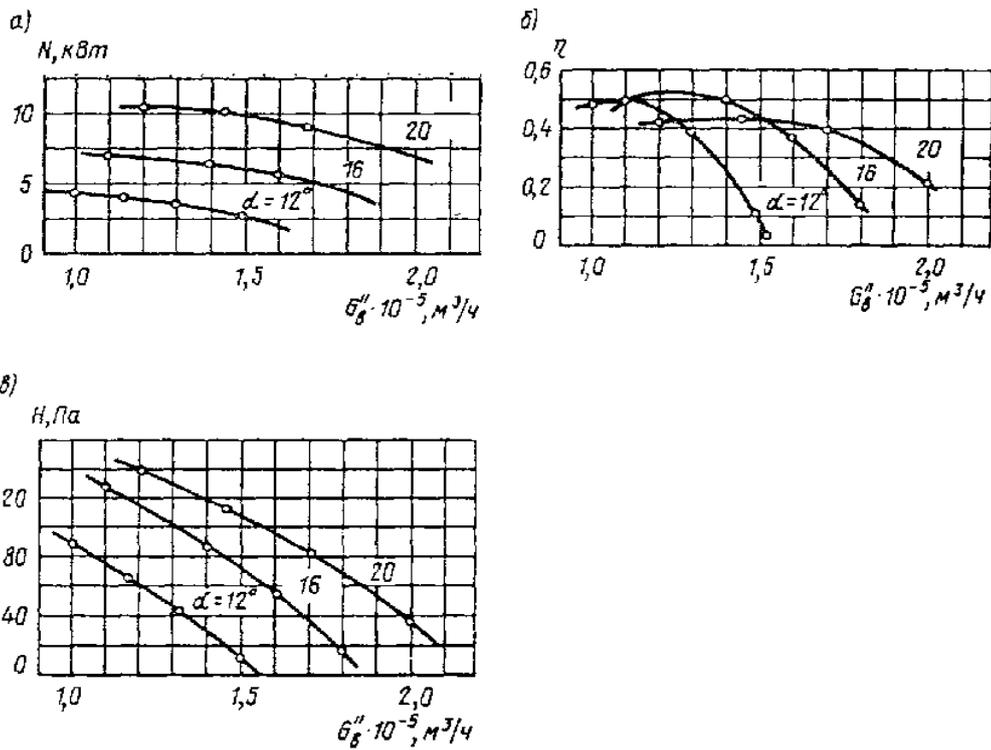
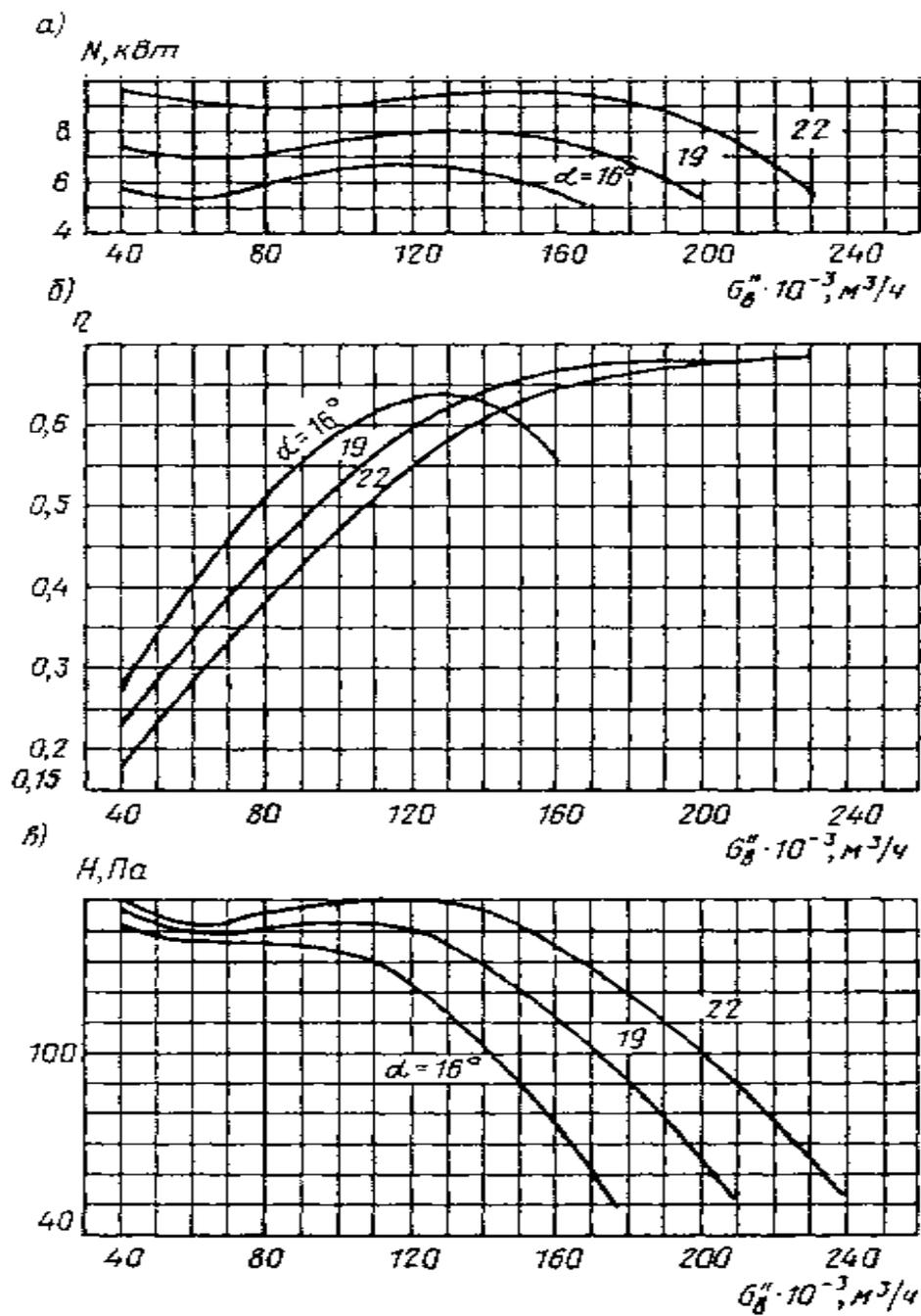


Рисунок – 6. 6. Аэродинамическая характеристика вентилятора марки 1ВГ 25

Зависимости а - мощности N , б - КПД η ; в - напора H от подачи воздуха вентилятором $G''_в$.



Риснок - 6.7. Аэродинамическая характеристика вентилятора марки ЗВГ 25

Зависимости а - мощности N ; б - КПД η ; в - напора H от подачи воздуха вентилятором G_b

Привод вентиляторов - тихоходный электродвигатель вертикального исполнения.

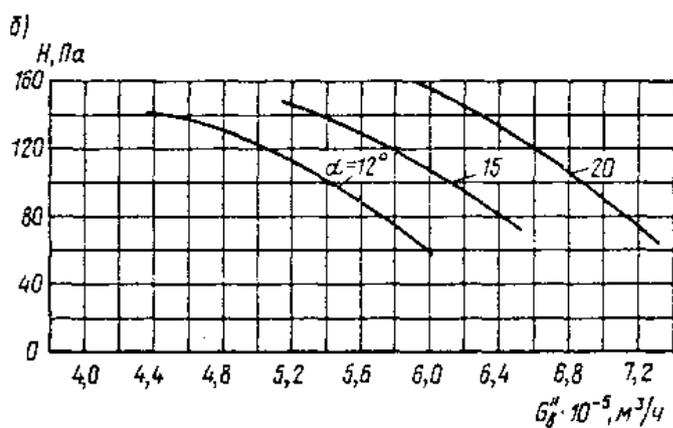
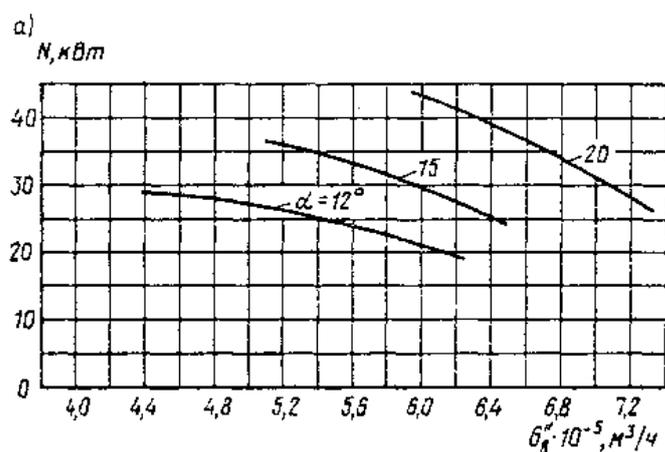


Рисунок – 6. 8. Аэродинамическая характеристика вентилятора марки 2ВГ 50
 Зависимости а - мощности N , б - напора H от подачи воздуха вентилятором $G''_в$

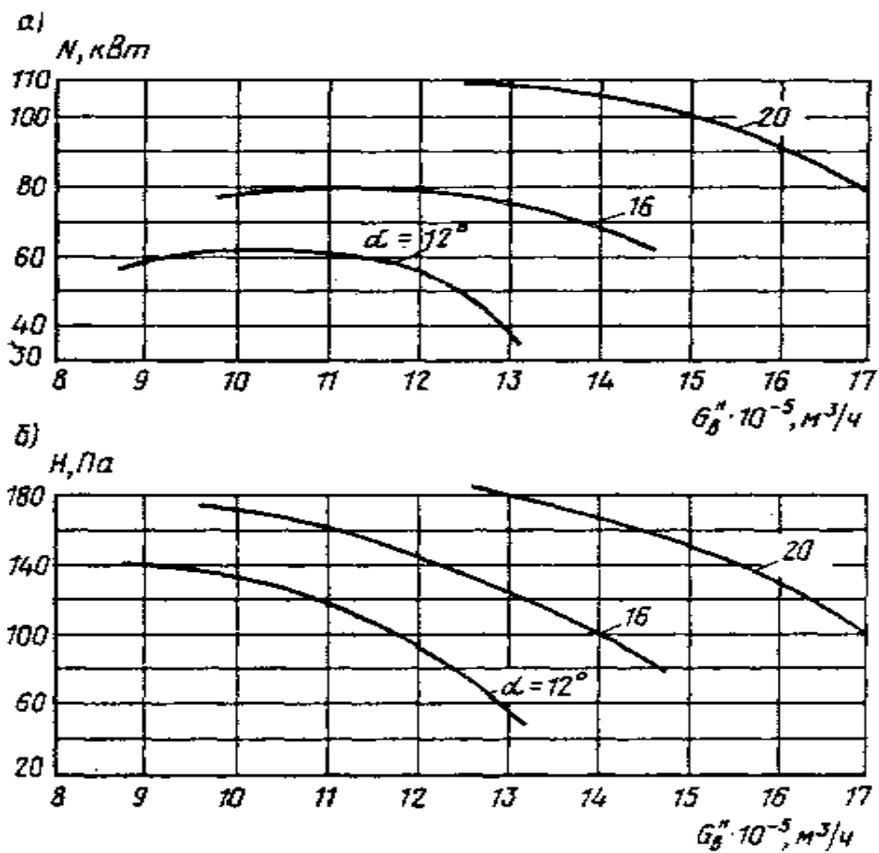


Рисунок – 6. 9. Аэродинамическая характеристика вентилятора марки 2ВГ 70
 Зависимости а - мощности N , б - напора H от подачи воздуха вентилятором $G''_в$

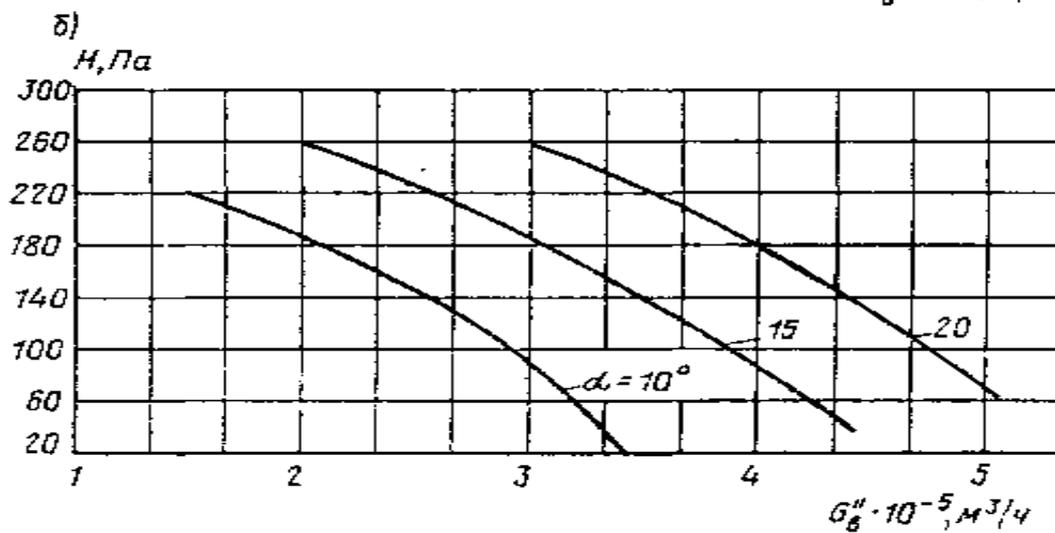
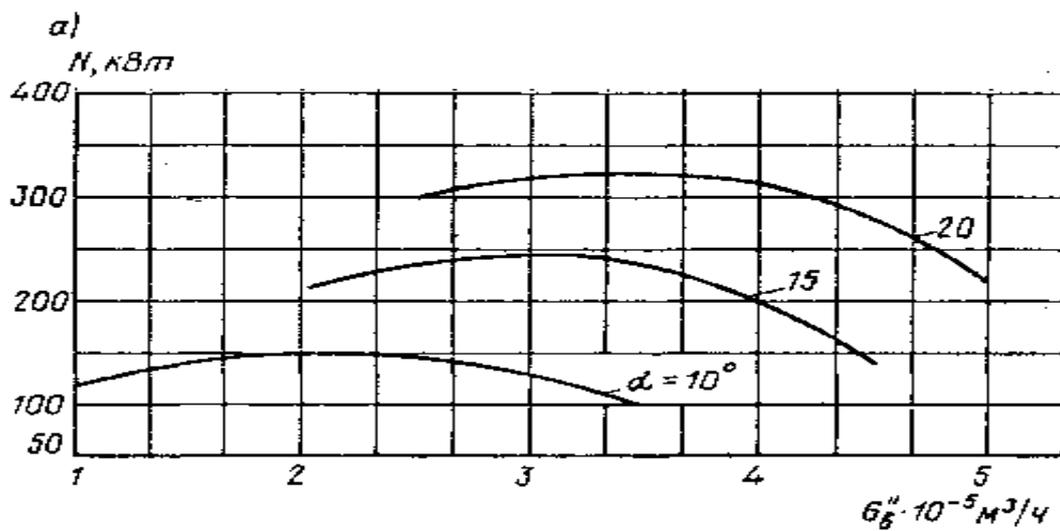


Рисунок – 6.10. Аэродинамическая характеристика вентилятора марки ВГ 104
 Зависимости а - мощности N , б - напора H от подачи воздуха вентилятором $G''_в$

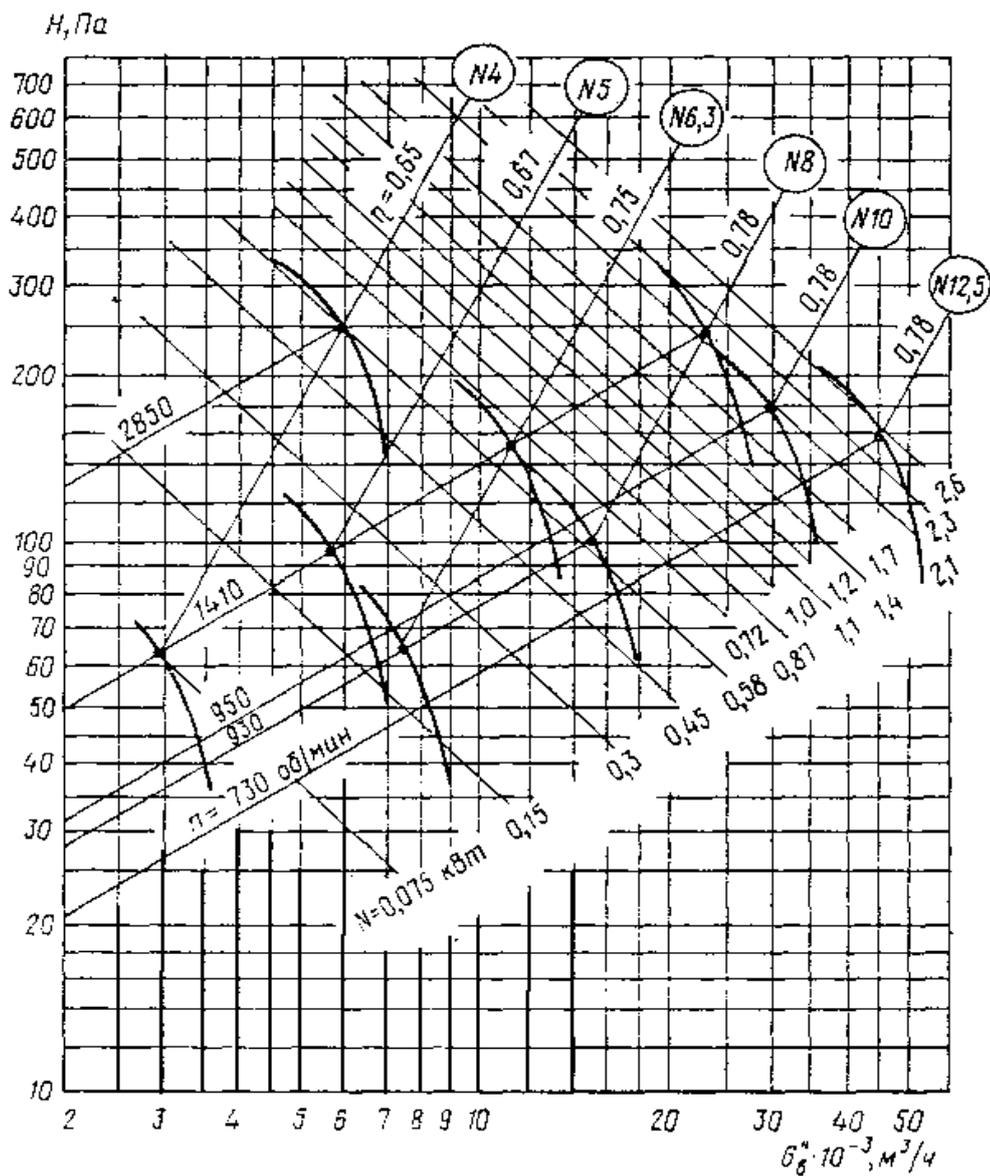


Рисунок – 6.11. Аэродинамические характеристики осевых вентиляторов марки 06-300 общепромышленного назначения № 4; 5; 6,3; 8; 10 и 12,5

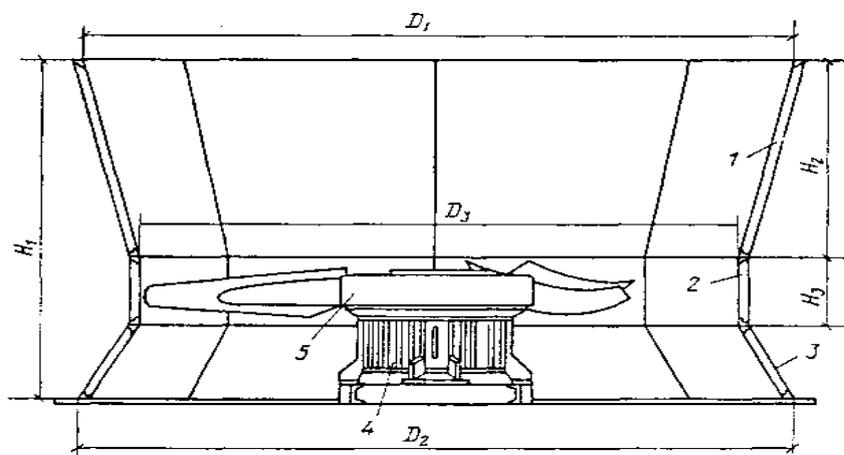


Рисунок – 6. 12. Вентиляторная установка марок ВГ

1 - диффузор; 2 - корпус; 3 - коллектор; 4 - привод; 5 - рабочее колесо

Марка вентилятора	Размеры, мм					
	D ₁	D ₂	D ₃	H ₁	H ₂	H ₃
ВГ 25	3000	3000	2520	1870	1000	480
ВГ 50	6000	5910	5040	3720	2200	700
ВГ 70	8400	8400	7050	5150	3000	1000

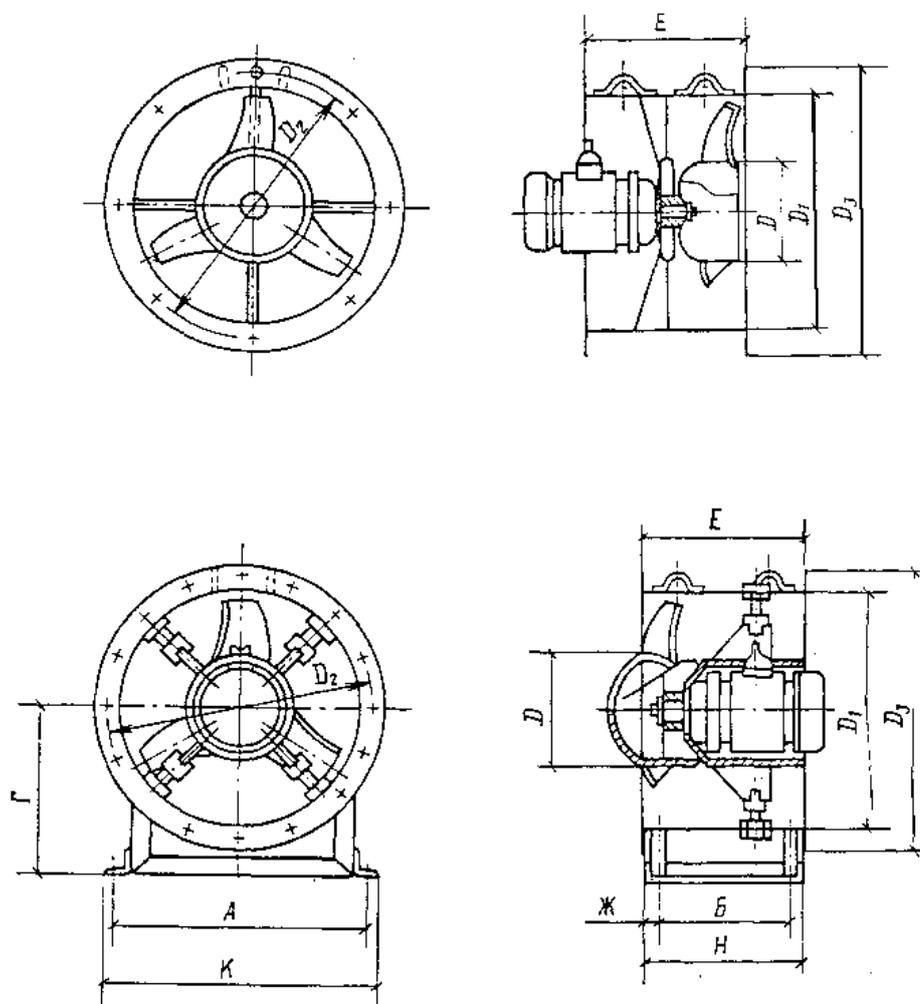


Рисунок – 6.13. Осевые вентиляторы марки 06-300 общепромышленного назначения № 4; 5; 6,3; 8; 10 и 12,5

Таблица 6.4

Номер вентилятора	Диаметр рабочего колеса вентилятора, мм	Размеры, мм (см. черт. 13)										
		D	D ₁	D ₂	D ₃	A	Б	Г	Е	Ж	К	Н
4	400	160	403	430	460	-	-	-	200	-	-	-
5	500	200	503	530	560	-	-	-	250	-	-	-
6,3	630	252	633	650	690	-	-	-	315	-	-	-
8	800	320	805	830	860	750	250	550	320	32,5	806	315

Номер вентилятора	Диаметр рабочего колеса вентилятора, мм	Размеры, мм (см. черт. 13)										
		D	D ₁	D ₂	D ₃	A	Б	Г	Е	Ж	К	Н
10	1000	400	1006	1035	1060	900	330	670	400	32,0	960	394
12,5	1250	500	1258	1285	1320	1100	400	850	500	47,0	1160	494

ВОДОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

В вентиляторных градирнях следует применять преимущественно низконапорные трубчатые системы распределения воды с разбрызгивающими соплами. К этим системам предъявляются требования: возможно равномернее распределять охлаждаемую воду по оросителю и обеспечивать расчетную подачу воды в процессе эксплуатации градирен. Схемы и конструктивные размеры пластмассовых сопел - тангенциального, ударного с зубчатым отражателем и раструбного - приведены на рис. 6.14 и в табл. 6.3, их гидравлические характеристики - в табл. 6.4. В башенных градирнях применяются, в основном, ударные сопла с чашечными отражателями, схема и гидравлическая характеристика которых приведены на рис. 6.15.

Таблица 6.5

Условный диаметр сопла: входного и выходного отверстий, D _в , мм	Размеры, мм (см. черт. 14)					
	d ₀	d _к	l _к	R _{вх}	a	b
20 × 12	12	26	40	8	18	10
32 × 16	16	32	60	9,5	32	15
32 × 22	22	45	70	12,5	31	20

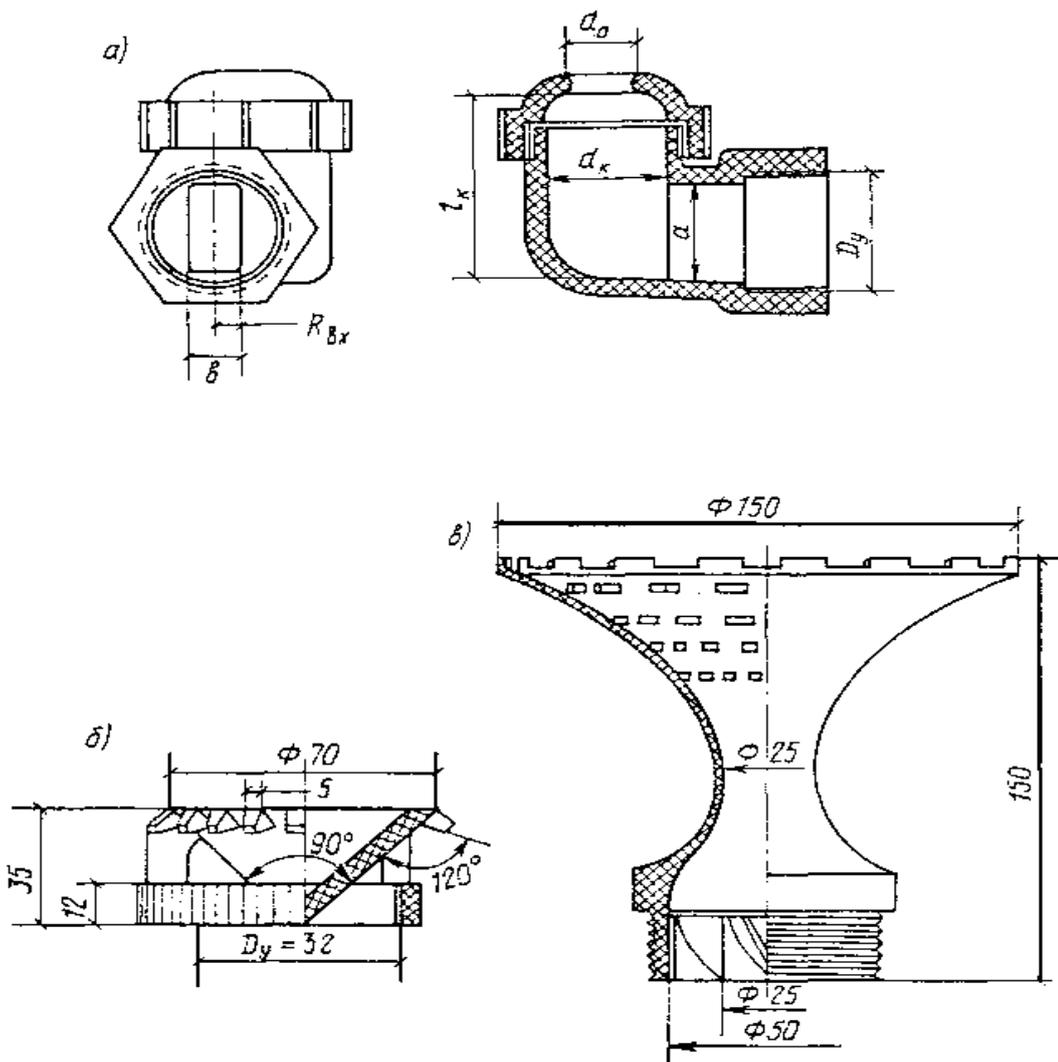


Рисунок – 6. 14. Разбрызгивающие пластмассовые сопла

а - тангенциальное; б - ударное с зубчатым отражателем; в - раструбное

Таблица 6.6

$h_c, \text{ м}$	$q_c, \text{ м}^3/\text{ч}$	$K'_{н.р}$			$R_{\phi}, \text{ м}$		$h_{\phi}, \text{ м}$
		Направление выходного отверстия и расстояние от сопла до оросителя, м					
		вниз	вниз	вверх	вниз	вверх	вверх
		1	0,5	0,25	1	0,25	0,25
Тангенциальное сопло, $D_y = 20 \times 12 \text{ мм}$, $\mu = 0,53$							
1,5	1,15	0,79	0,70	0,50	0,55	1,7	1,0
2,0	1,28	0,82	0,72	0,44	0,65	2,0	1,2
3,0	1,46	0,88	0,79	0,35	0,75	2,5	1,8
4,0	1,65	0,94	0,83	0,30	0,80	2,9	2,5
Тангенциальное сопло, $D_y = 32 \times 16 \text{ мм}$, $\mu = 0,51$							
1,5	2,70	0,74	0,72	0,79	0,45	1,8	1,2

h _с , м	q _с , м ³ /ч	K' _{н.р}			R _ф , м		h _ф , м
		Направление выходного отверстия и расстояние от сопла до оросителя, м					
		вниз 1	вниз 0,5	вверх 0,25	вниз 1	вверх 0,25	вверх 0,25
2,0	3,06	0,75	0,80	0,62	0,50	2,1	1,4
3,0	3,50	0,94	0,89	0,50	0,62	2,8	1,9
4,0	3,80	0,94	0,76	0,40	0,70	3,1	2,6
Тангенциальное сопло, D _y = 32 × 22 мм, μ = 0,50							
1,5	3,90	0,67	0,57	0,74	0,75	1,9	1,1
2,0	4,25	0,70	0,65	0,65	0,82	2,1	1,3
3,0	5,26	0,72	0,65	0,55	0,90	2,6	1,8
4,0	6,00	0,73	0,68	0,50	0,95	3,0	2,5
Ударное сопло с отражателем, D _y = 32 мм, μ = 0,91							
1,0	7,50	-	-	0,80	-	1,9	0,30
1,5	9,76	-	-	0,75	-	2,5	0,45
2,0	11,25	-	-	0,66	-	2,9	0,55
Раструбное сопло, D _y = 50 мм, μ = 0,94							
0,6	5,69	5,5	0,60	0,90	0,5	1,0	0,4
1,0	7,35	7,0	0,70	0,80	0,65	1,5	0,55
1,2	8,05	7,75	0,80	0,75	0,7	1,6	0,6

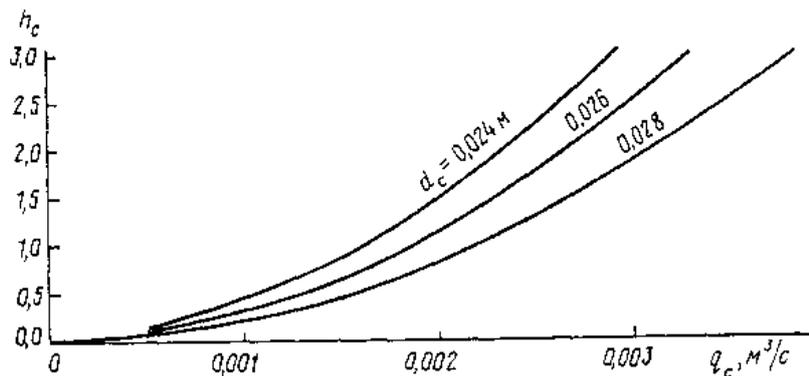
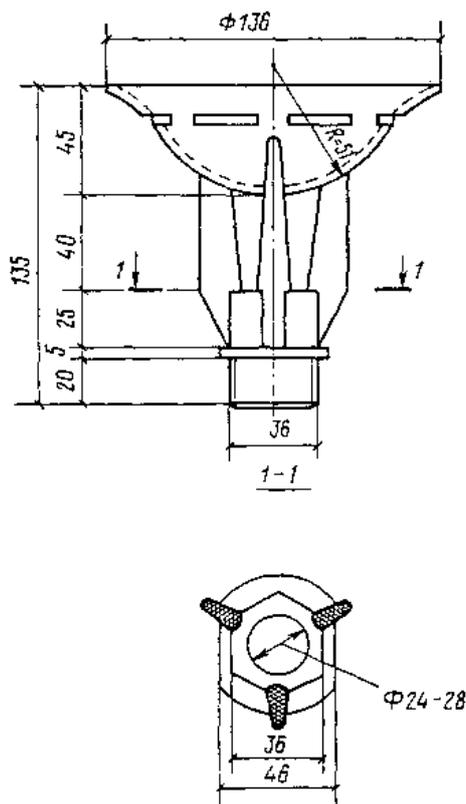


Рисунок – 6.15. Разбрызгивающее пластмассовое сопло с чашечным отражателем и график зависимости расхода воды q_c от напора H_c перед соплом диаметрами входного отверстия 0,024, 0,026 и 0,028 м

Коэффициент неравномерности распределения воды в факелах разбрызгивания группы сопел рекомендуется определять по формуле

$$K_{н.р} = M_c K'_{н.р} \left(\frac{f_c}{h_c R_\phi} \right)^{0,4}, \quad (1)$$

где M_c - безразмерный коэффициент, равный 0,6 при работе сопел с факелами, направленными вверх, и 0,5 - направленными вниз;

f_c - площадь ячейки в сетке размещения сопел в плане, m^2 .

Чем ниже величины коэффициентов $K'_{н.р}$ и $K_{н.р}$, тем равномернее распределяется вода в факелах разбрызгивания.

2.11. Диаметр капель в факелах разбрызгивания сопел приблизительно можно

ВЫЧИСЛИТЬ ПО ЗАВИСИМОСТИ

$$d_3 = \frac{C_c}{\sqrt[3]{h_c}}, \quad (2)$$

где d_3 - средний «эквивалентный» диаметр каплей (отношение суммы объема каплей к сумме их поверхности), мм;

C_c - безразмерный коэффициент, равный 38 для тангенциального сопла, $D_y = 20 \times 12$ мм, 48 - для тангенциального сопла, $D_y = 32 \times 16$ мм, и сопла с зубчатым отражателем, $D_y = 32$ мм.

Средний диаметр каплей меньше d_3 примерно на 40 %.

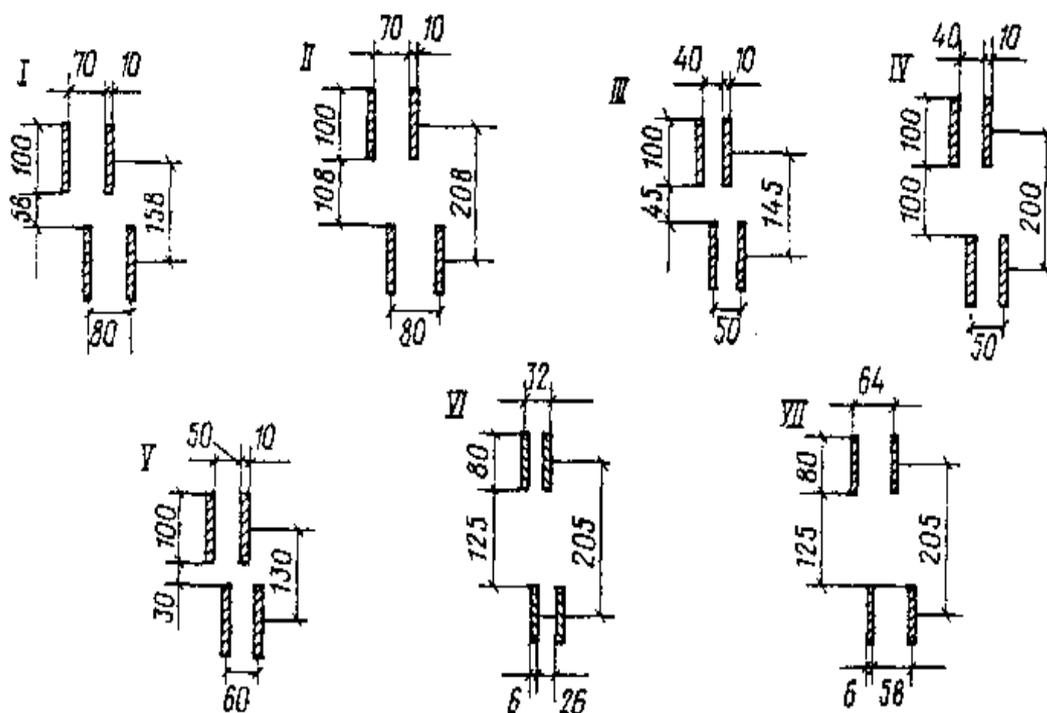


Рисунок – 6.16. Схемы деревянных пленочных оросителей

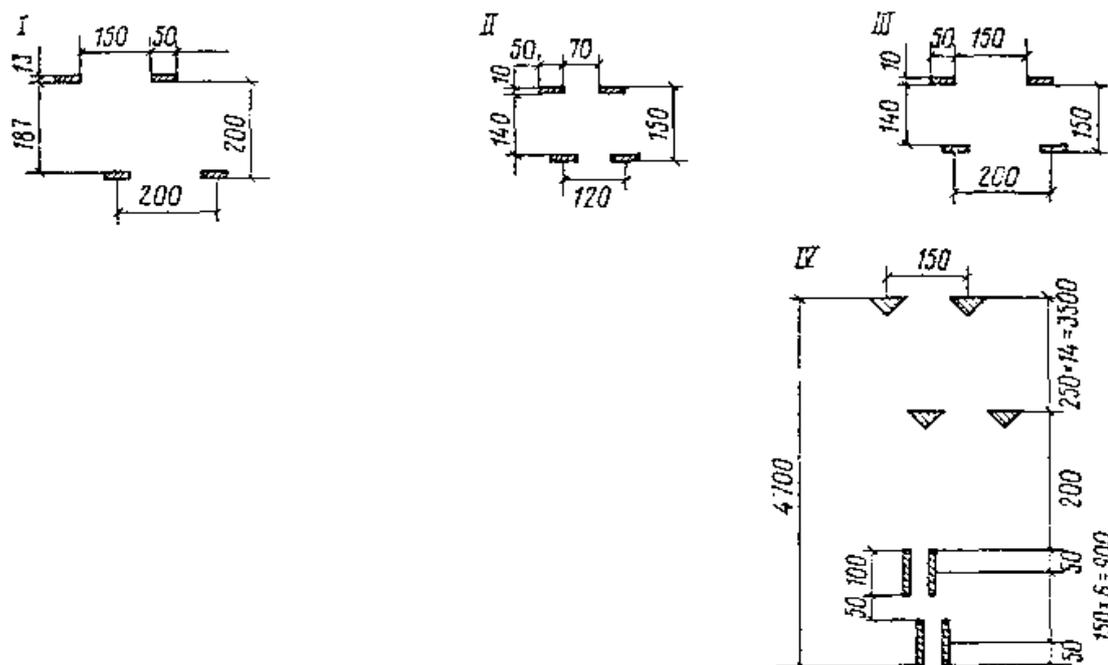


Рисунок – 6.17. Схемы деревянных капельных (I - III) и капельно-пленочного (IV) оросителей

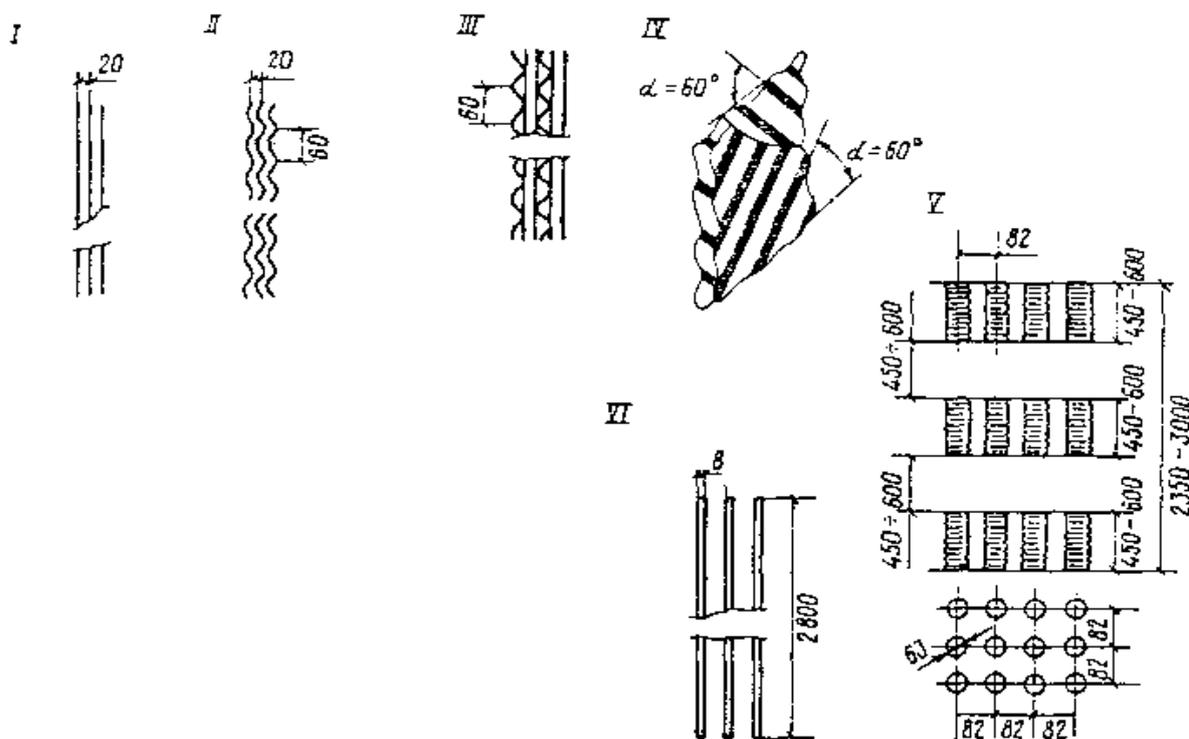


Рисунок – 6.18. Схемы пленочных пластмассовых (I - V) и асбестоцементного (VI) оросителей

Ороситель брызгального типа представляет собой обычно воздушно-направляющие щиты, которые одновременно несколько увеличивают поверхность соприкосновения воды с воздухом и время контакта этих сред. Расстояние между щитами составляет 500 мм. В отдельных случаях при

необходимости увеличения эффективности охлаждения это расстояние уменьшают до 100 - 200 мм и тогда брызгальный ороситель работает как разреженный пленочный.

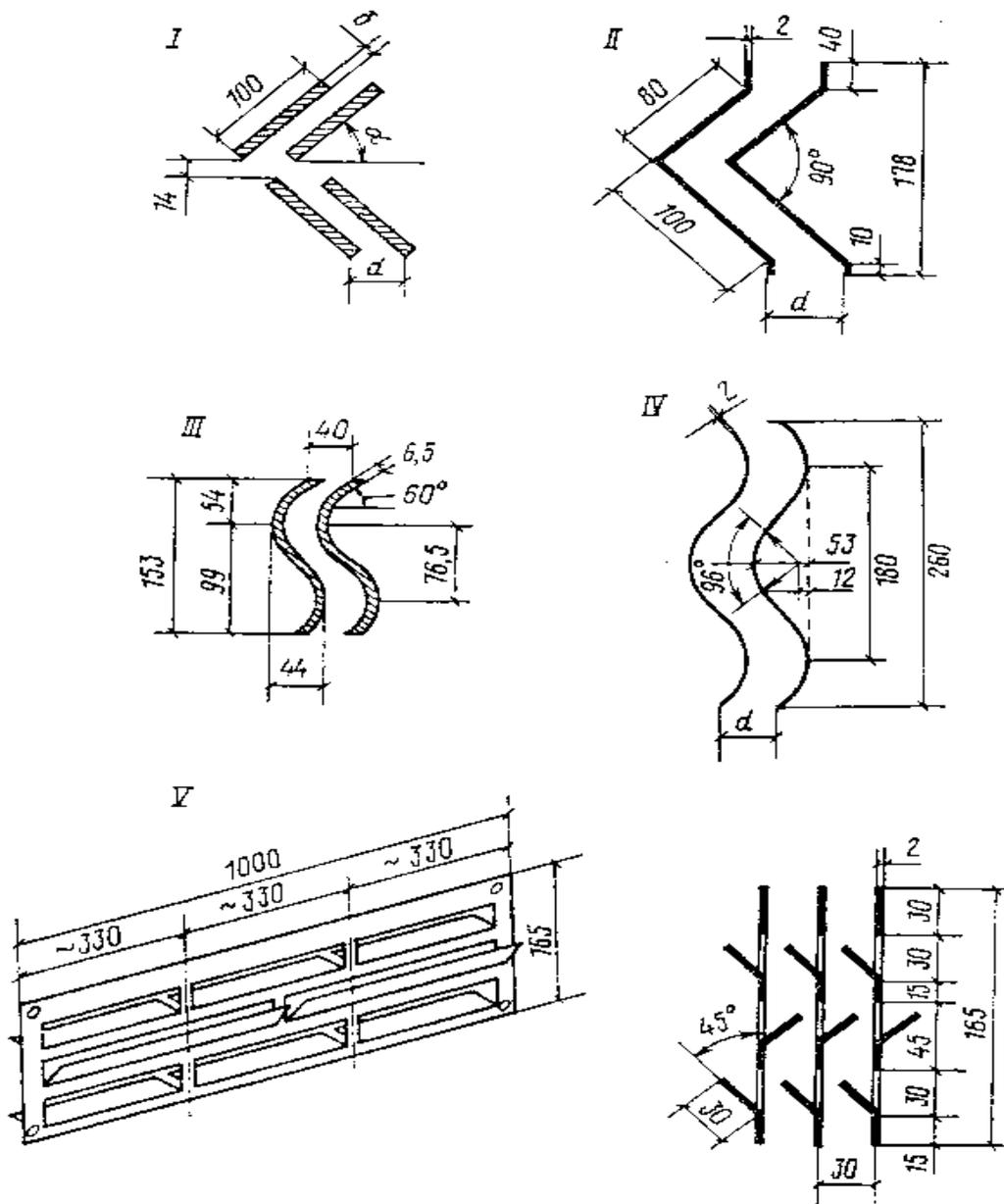


Рисунок – 6.19. Схемы водоуловителей

Таблица 6.7

Номер позиции на черт. 19	Водоуловитель	Угол наклона планок, α , град	Расстояние между планками, d , мм	Коэффициент сопротивления, $\zeta_{ву}$	Унос капельной влаги, расхода охлаждающей воды, %
I	Деревянный двухрядный	60	70	3,7	0,1 - 0,2

Номер позиции на черт. 19	Водоуловитель	Угол наклона планок, α , град	Расстояние между планками, d , мм	Коэффициент сопротивления, $\zeta_{\text{ву}}$	Унос капельной влаги, расхода охлаждающей воды %
	толщиной планок $\delta = 8$ мм при скорости воздуха $\omega = 2,0$ м/с				
I	То же, с толщиной планок $\delta = 10$ мм при $\omega = 2,5$ м/с	60	70	4,7	0,1 - 0,2
I	То же	60	40	6,5	0,05
II	Пластмассовый уголкового конструкции ВНИИГ при $\omega = 2,0$ м/с	45	35	3,5	0,05
III	Асбестоцементный с криволинейным очертанием лопаток при $\omega = 2,5$ м/с	-	40	3,1	0,05
IV	Пластмассовый с криволинейным очертанием лопаток при $\omega = 2,0$ м/с	-	35	3,8	0,05
IV	То же	-	45	3,0	0,05
V	Пластмассовый трехрядный при $\omega = 1,0$ м/с	45	30	3,9	0,05

Примечание. Данные таблицы приведены для плотности орошения $q_{\text{ж}} = 6,2 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

Концентрация вредных веществ в потоке воздуха, выходящего из градирни, может быть определена по формуле:

$$C_{\text{в.в}} = \frac{C_{\text{в.о}} G_{\text{ж}} q_{\text{ун}} 10}{C_{\text{в}}''}, \quad (3)$$

где $C_{в.в}$ - концентрация вредного вещества в потоке воздуха, выходящего из градирни, мг/м³;

$C_{в.о}$ - концентрация вредного вещества в оборотной воде, мг/л;

$G_{ж}$ - расход оборотной воды, м³/ч;

$q_{ун}$ - унос капельной влаги из градирни, % расхода оборотной воды;

$G''_{в}$ - подача воздуха вентилятором, м³/ч.

ОТКРЫТЫЕ ГРАДИРНИ

Открытые градирни - капельные и брызгальные - предназначены преимущественно для систем с расходом оборотной воды от 10 до 500 м³/ч, обслуживающих водопотребителей II и III категорий согласно [СНиП 2.04.02-84]. На рис. 6.20 приведена схема открытой капельной градирни площадью в плане 2 × 4 м.

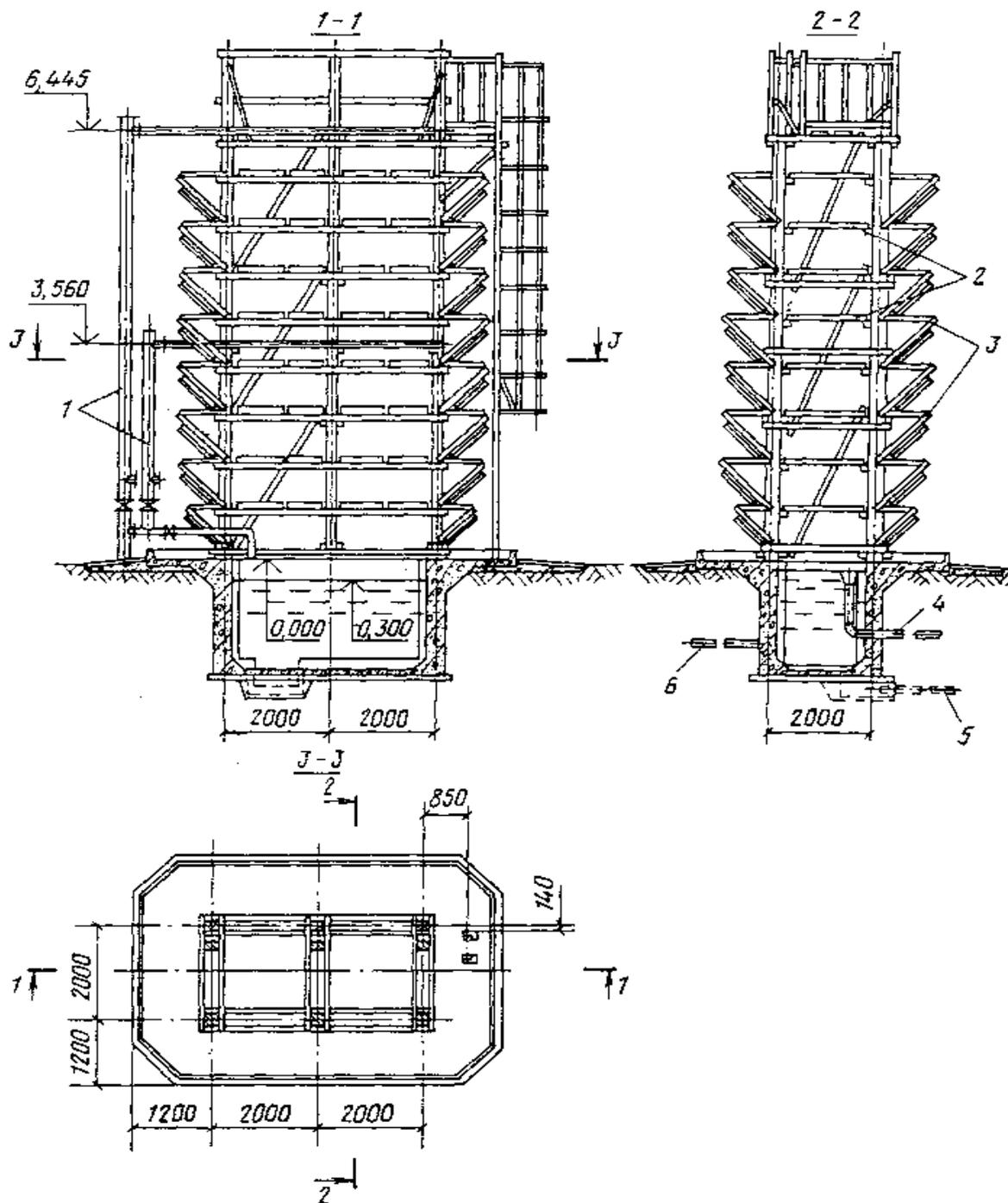


Рисунок – 6.20. Схема открытой капельной грядки

1 - водораспределительная система; 2 - оросительное устройство; 3 - воздухонаправляющие жалюзи; 4 - переливной водовод; 5 - грязевой водовод; 6 - отводящий водовод

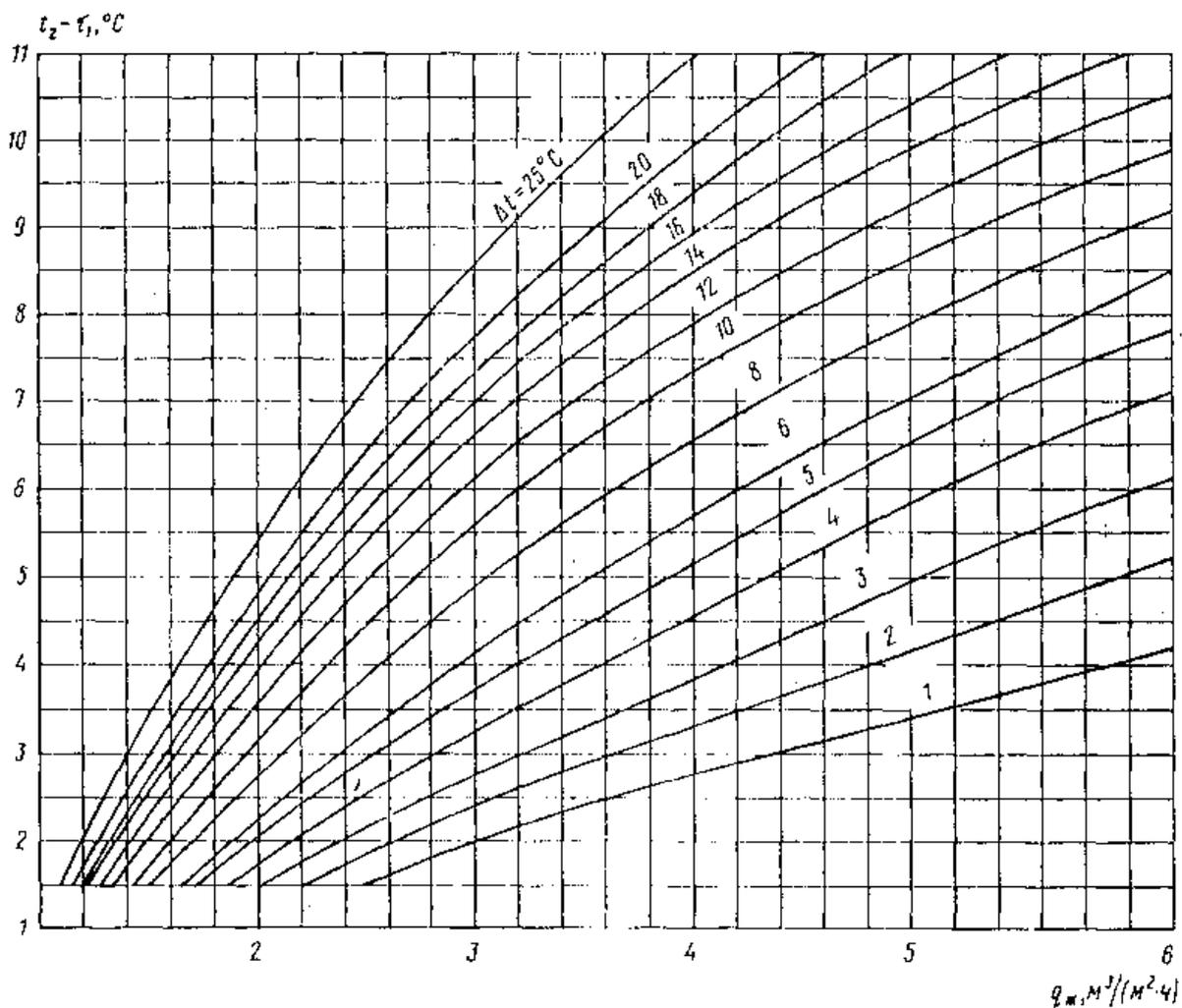


Рисунок – 6.21. График охлаждения воды для открытой капельной градирири

В безнапорной системе насадки (сливные трубки) в водораспределительных желобах устанавливаются равномерно по всей площади оросителя на расстоянии 500 - 700 мм одна от другой.

Высота падения струи от насадки до розетки должна быть не менее 500 - 600 мм, считая от нижнего края насадки.

Диаметр сливной трубки d_c следует определять исходя из расчетного расхода воды по формуле

$$d_c = 8,9 \sqrt{\frac{q_{ж} f_{\phi}}{\mu \sqrt{h_c}}} \quad (23)$$

Коэффициент расхода μ следует принимать:

- | | |
|---------------------------------|----------|
| при остром выходном крае трубки | 0,82 |
| » слегка закругленном» | » 0,90 |
| » хорошо » | » » 0,95 |

Внутренний диаметр сливных трубок должен быть не менее 15 мм во избежание их быстрого засорения. Слой воды над дном рабочего желоба должен составлять при расчетном режиме не менее 120 - 150 мм. Высота

бортов желоба над уровнем воды в них принимается не менее 50 - 100 мм или определяется необходимостью пропуска форсированного расхода охлаждаемой воды.

Расчет открытой капельной градирни по графику охлаждения воды

График охлаждения составлен для расчетных данных: $p_p = 10$, $\tau_1 = 20$ °C и $W = 1,5$ м/с. Угол наклона жалюзи 45° , ширина градирен без учета жалюзи 4 м.

При других значениях p_p , τ_1 и W к данным графика вносятся поправки с применением коэффициентов, определяемых по графикам поправок (рис 6.22.).

Расчет градирни сводится к определению требуемой площади градирни f_{op} или температуры охлажденной воды t_2 .

Требуется определить площадь градирни при условиях: $G_{ж} = 60$ м³/ч, $\tau_1 = 19$ °C; $\Delta t = 12$ °C; $t_2 = 28$ °C; $W = 1,0$ м/с; $p_p = 10$.

По графику рис 6.22 для $\Delta t = 12$ °C и $t_2 - \tau_1 = 28 - 19 = 9$ °C определяется расчетная плотность орошения $q'_{ж} = 4,8$ м³ / (м² · ч).

По графикам рис 6.22 принимаются коэффициенты: $\alpha_\tau = 0,95$; $\alpha_w = 0,9$; $\alpha_n = 1,0$.

Расчетная плотность орошения с поправками будет равна:

$$q_{ж} = 4,8 \cdot 0,95 \cdot 0,9 \cdot 1 = 4,1 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч}).$$

Требуемая площадь орошения градирни $f_{op} = 60 : 4,1 = 14,6$ м².

К установке принимается градирня площадью 16 м².

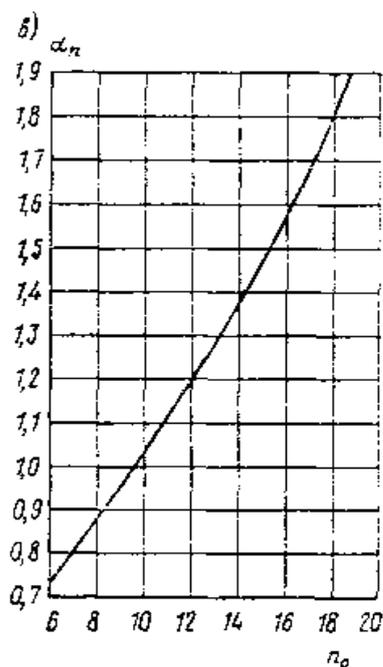
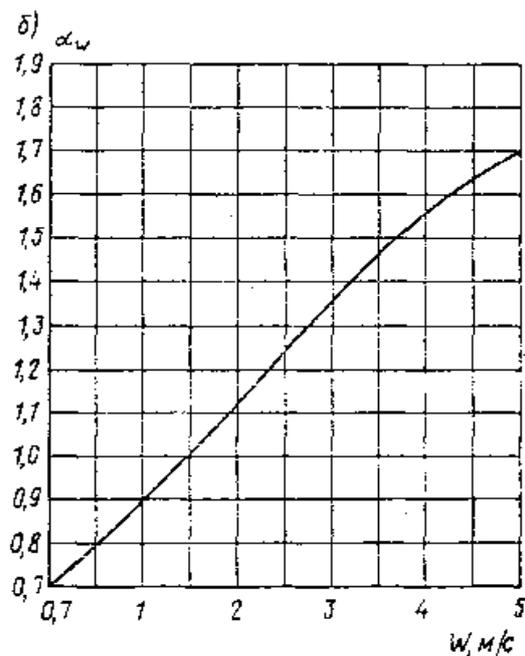
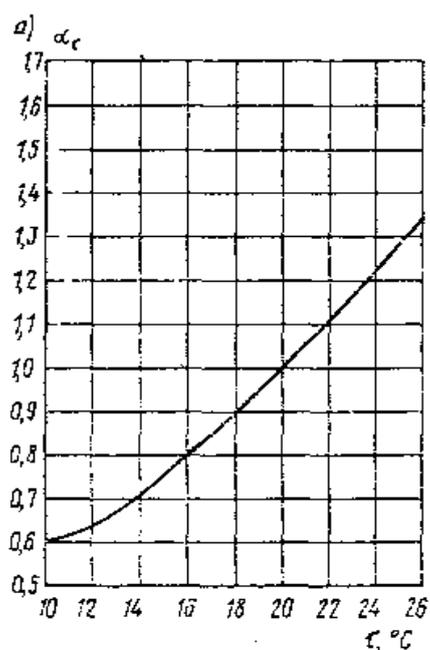


Рисунок - 6.22. Графики поправок к расчету открытой капельной градири
 а - поправка к плотности орошения на величину температуры по смоченному термометру; б - то же, на величину скорости ветра; в - то же, на число рядов решеток оросителя

Требуется определить температуру охлажденной воды при условиях: $G_{\text{ж}} = 60 \text{ м}^3/\text{ч}$; $f_{\text{ор}} = 16 \text{ м}^2$, $\Delta t = 12 \text{ }^\circ\text{C}$; $W = 1,0 \text{ м/с}$; $n_p = 10$; $\tau_1 = 19 \text{ }^\circ\text{C}$.

Расчетная плотность орошения составляет $q'_{\text{ж}} = 60 : 16 = 3,75 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

Коэффициенты по графикам черт. 83: $\alpha_\tau = 0,95$; $\alpha_w = 0,9$; $\alpha_n = 1,0$.

Плотность орошения $q_{\text{ж}}$, приведенная к условиям графика, равна:

$$q_{\text{ж}} = \frac{q'_{\text{ж}}}{\alpha_\tau \alpha_w \alpha_n} = \frac{3,75}{0,95 \cdot 0,9 \cdot 1} = 4,38, \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч}).$$

По графику рис.6.22 при $\Delta t = 12 \text{ }^\circ\text{C}$ и $q_{ж} = 4,38 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ принимается разность температур $t_2 - \tau_1 = 8,4 \text{ }^\circ\text{C}$. Искомая температура охлажденной воды на градирне равна: $t_2 = 19 + 8,4 = 27,4 \text{ }^\circ\text{C}$

7 Заключение

В данном дипломном проекте предполагается вариант реконструкции Алматинской ТЭЦ-3 с расчетом градирни. Был произведён экономический расчёт себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии, в следствии чего же выявлено незначимое увеличение себестоимости, собственно не критично из-за острой надобности подмены оборудования, выработавшего собственный парковый ресурс.

Список используемой литературы

1. Борисова Н.Г. Огай В.Д. Кибарин А.А. Методические указания к выполнению дипломной проекта (работы) для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика (специализация – Тепловые электрические станции). – Алматы: АУЭС, 2011.-34 с.
2. Лосев А.М. Паровые турбины. –М.:1989
3. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Для студентов вузов. 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 328 с.
4. Султанбаева Б.М., Идрисова К.С, Туманова А.А. Инженерная экология. Методические указания к выполнению семестровых работ для студентов всех форм обучения специальности- Теплоэнергетика. АИЭС, 2008.
5. Технический паспорт АлЭС ТЭЦ-3
6. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. –М.: Энергия, 1973
7. Санатова Т.С. Методические указания к выполнению РГР по «Экологии», для всех форм обучения, 1999.
8. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Энергоатомиздат, 1992
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов.4-е изд.,- М.: Энергоатомиздат, 1989.-608 с.
- 10.Теплотехнический справочник Т.1. -М.:1975
- 11.Сборник законодательных, нормативных и методических документов для экспертизы воздухо-охранных мероприятий. –Л.: Гидрометеоиздат, 1986 –319с.
- 12.Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд.,- М., Энергоатомиздат, 1987.-648 с.
- 13.Справочник. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Учебник для вузов.: 2 том, Энергоиздат,1988.-348 с.
- 14.Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы,-Алматы: АУЭС, 2011.-20 с