

ЭТ-5-5

Справочник содержит технические данные по паровым турбинам, электрическим генераторам, конденсационным устройствам и вспомогательному оборудованию паротурбинных установок, предназначенных для тепловых электрических станций.

Справочник предназначен для теплотехников, занимающихся проектированием и эксплуатацией турбинных установок тепловых электростанций и для студентов энергетических специальностей.

### ПРЕДИСЛОВИЕ

Справочник содержит сведения по паровым турбинам, электрическим генераторам, конденсационным устройствам и вспомогательному оборудованию паротурбинных установок, предназначенных для тепловых электрических станций. По указанным типам оборудования приведены основные параметры и технические данные.

Для некоторых современных типов паровых турбин, электрических генераторов, конденсаторов и вспомогательного оборудования технические данные приводятся впервые.

П. Н. Шляхиным написаны семь глав справочника и составлены вспомогательные графики и таблицы к тексту.

М. Л. Бершадским разработаны таблицы технических характеристик для турбин, генераторов, конденсаторов и вспомогательного оборудования, а также подготовлены диаграммы режимов и другой графический материал.

Авторы приносят большую благодарность редактору С. Я. Куриц за проделанную им работу по редактированию и восполнению справочника дополнительными техническими сведениями.

Авторы

WWW.JANKO.FRONT.RU

6П2.23 Шляхин Павел Николаевич и Бершадский Михаил Леонидович  
Ш 70 Краткий справочник по паротурбинным установкам. М.—Л., Госэнергоиздат, 1961.  
128 с. с черт.

6П2.23

Редактор С. Я. Куриц Техн. редактор Н. И. Борнов

Сдано в набор 19/VIII 1961 г. Подписано к печати 8/XII 1961 г.  
Т-13187 Бумага 70×108<sup>1</sup>/<sub>16</sub> 10,96 печ. л. Уч.-изд. л. 2,2  
Тираж 25 000 экз. Цена 61 коп. Зак 526

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10.

## СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие . . . . . 3

### ГЛАВА ПЕРВАЯ ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

1-1. Основные определения и понятия о паротурбинной установке . . . . .	5
1-2. Назначение и типы паровых турбин . . . . .	5
1-3. Основные уравнения мощности и к. п. д. конденсационной турбины без отборов пара . . . . .	9
1-4. Основные уравнения мощности и к. п. д. конденсационной турбины с отборами пара для регенеративного подогрева питательной воды . . . . .	10
1-5. Потери в турбине. Тепловой процесс турбинной ступени . . . . .	12
1-6. Конденсационные турбины без регулируемых отборов пара . . . . .	16
1-7. Уравнение мощности конденсационной турбины с регенеративными отборами и одним регулируемым отбором пара. Диаграмма режимов . . . . .	21
1-8. Уравнение мощности конденсационной турбины с регенеративными отборами и двумя регулируемыми отборами пара. Диаграмма режимов . . . . .	25
1-9. Конденсационные турбины с регулируемыми отборами пара . . . . .	29
1-10. Турбины с противодавлением . . . . .	29

### ГЛАВА ВТОРАЯ КОНДЕНСАЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА

2-1. Общие сведения о конденсационных устройствах . . . . .	68
2-2. Основные уравнения для теплового расчета конденсатора . . . . .	69
2-3. Основные размеры конденсатора . . . . .	72
2-4. Паровое и гидравлическое сопротивление конденсатора . . . . .	73
2-5. Конструкции конденсаторов . . . . .	74
2-6. Характеристики конденсаторов . . . . .	77
2-7. Пароструйные эжекторы . . . . .	83
2-8. Конденсатные и циркуляционные насосы . . . . .	88

### ГЛАВА ТРЕТЬЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ

3-1. Турбогенераторы серии Т2 с воздушным охлаждением . . . . .	9
3-2. Турбогенераторы с водородным охлаждением . . . . .	9

### ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ ДЕАЭРАТОРЫ, РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ, ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ И ПАРОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

4-1. Деаэраторы . . . . .	9
4-2. Регенеративные подогреватели низкого и высокого давлений . . . . .	9
4-3. Испарительные и паропреобразовательные устройства . . . . .	10

### ГЛАВА ПЯТАЯ МАСЛОСНАБЖЕНИЕ ТУРБОАГРЕГАТА

### ГЛАВА ШЕСТАЯ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТУРБИНЫ. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ТУРБОУСТАНОВКИ И ТУРБИННОГО ЦЕХА

6-1. Контроль за режимами работы турбин . . . . .	10
6-2. Контроль за работой упорных подшипников . . . . .	11
6-3. Контроль за вибрационным состоянием турбоагрегата . . . . .	11
6-4. Контроль за качеством турбинного масла . . . . .	15
6-5. Экономические показатели работы турбоустановки и турбинного цеха . . . . .	11

### ГЛАВА СЕДЬМАЯ НЕКОТОРЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ТУРБИНЫ

7-1. Расход пара через сопловые решетки турбины при переменных режимах . . . . .	11
7-2. Связь между давлениями в ступенях турбины и расходом пара . . . . .	11
Приложения . . . . .	12
Литература . . . . .	3-я стр. об.

## ГЛАВА ПЕРВАЯ ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

### 1-1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПОНЯТИЯ О ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКЕ

Паротурбинная силовая установка предназначена для преобразования тепловой энергии пара, получаемой в котле при сгорании топлива, в механическую энергию на валу турбины. На электрической станции эта механическая энергия превращается в электрическую энергию электрогенератора.

Принципиальная схема паротурбинной установки для привода электрогенератора приведена на рис. 1-1.

Свежий пар из котла, где он получил тепло сгоревшего топлива, поступает в турбину 1 и, расширяясь в ней, совершает работу, вращая ротор электрического генератора 2. По выходе из турбины пар поступает в конденса-

тор 3, где происходит его конденсация. Далее конденсат отработавшего пара посредством конденсатного насоса 4 прокачивается через подогреватель низкого давления 5 в деаэратор 6. Из деаэратора питательный насос 7 подает воду через подогреватель высокого давления 8 в котел.

Паровая турбина и электрогенератор составляют турбоагрегат.

Подогреватели 5 и 8 и деаэратор 6 образуют систему регенеративного подогрева питательной воды, которая использует пар из нерегулируемых отборов паровой турбины.

### 1-2. НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Стационарная паровая турбина является одним из элементов паротурбинной установки и предназначена для привода электрического генератора переменного тока, работающего с постоянным числом оборотов, равным 3 000 об/мин; отдельные типы паровых турбин предназначены также для обеспечения потребителей тепла тепловой энергией.

#### А. Типы и основные параметры

В соответствии с характером теплового процесса паротурбинной установки ГОСТ 3618-58 установил типы паровых турбин и номинальные значения их основных параметров, а также условную систему обозначений (табл. 1-1, 1-2 и 1-3).

Примеры условных обозначений вновь проектируемых турбин: конденсационная турбина без регулируемого отбора пара мощностью

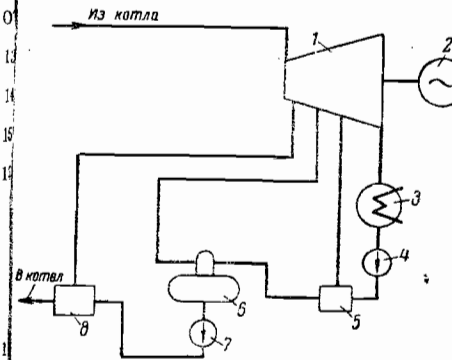


Рис. 1-1. Принципиальная схема паротурбинной установки.

1 — паровая турбина; 2 — электрический генератор; 3 — конденсатор; 4 — конденсатный насос; 5 — подогреватель низкого давления; 6 — деаэратор; 7 — питательный насос; 8 — подогреватель высокого давления.



Таблица 1-3

Турбины паровые с противодавлением на давление пара от 35 до 130 ата  
(основные параметры в соответствии с ГОСТ 3618-58)

Обозначение типоразмеров турбин		Номинальные значения параметров			
новое проектируемых	ранее спроектированных	Мощность (длитель-но развиваемая на зажимах генератора), кВт	Начальные параметры пара		Давление пара за турбиной, ата
			давление, ата	температура, °С	
P-1,5-35/3	AP-1,5-3	1 500	35	435	3
P-1,5-35/5	AP-1,5-5	1 500			5
P-1,5-35/10	AP-1,5-10	1 500			10
P-1,5-35/15	AP-1,5-15	1 500			15
P-2,5-35/3	AP-2,5-3	2 500			3
P-2,5-35/5	AP-2,5-5	2 500			5
P-2,5-35/10	AP-2,5-10	2 500			10
P-2,5-35/15	AP-2,5-15	2 500			15
P-4-35/3	AP-4-3	4 000			3
P-4-35/5	AP-4-5	4 000			5
P-4-35/10	AP-4-10	4 000			10
P-4-35/15	AP-4-15	4 000			15
P-6-35/3	AP-6-3	6 000			3
P-6-35/5	AP-6-5	6 000			5
P-6-35/10	AP-6-10	6 000			10
P-6-90/31	BP-6-31	6 000	31		
P-12-90/7	—	12 000	7		
P-12-90/13	—	12 000	13		
P-12-90/18	BP-12-18	12 000	18		
P-12-90/31	BP-12-31	12 000	31		
(P-25-90/18)*	(BP-25-18)*	25 000	18		
(P-25-90/31)*	(BP-25-31)	25 000	31		
P-25-130/7	—	25 000	7		
P-25-130/13	—	25 000	13		
P-25-130/18	ПВР-25-18	25 000	18		
P-25-130/31	—	25 000	31		
P-50-130/7**	—	50 000	7		
P-50-130/13**	—	50 000	13		
P-50-130/18	—	50 000	18		

\* Типоразмер турбины, поставленный в скобках, изготавливается до 1965 г. включительно.  
\*\* Турбины P-50-130/7 и P-50-130/13 по согласованию с заказчиком могут выпускаться на пониженную (против номинальной) мощность в случае их изготовления на базе турбины ПТ-50-130/7.

турбина работает с наибольшей экономичностью<sup>1</sup>. В зависимости от параметров свежего пара и назначения турбины номинальная мощность может быть равна экономической или больше ее на 10—25%.

Номинальная величина регулируемого отбора пара из турбины с одним регулируемым отбором — наибольшая величина отбора, при которой турбина развивает номинальную мощность; турбина с двумя регулируемыми отборами пара должна развивать номинальную мощность при номинальных величинах обоих регулируемых отборов.

Максимальная величина любого из

<sup>1</sup> Справедливо для конденсационных турбин.

регулируемых отборов пара у турбины с двумя регулируемыми отборами — наибольшая величина отбора, при котором сохраняется номинальная мощность турбины при нулевом втором регулируемом отборе.

Номинальная температура регенеративного подогрева питательной воды — температура питательной воды за последним (по ходу воды) подогревателем турбинной установки.

Номинальная температура охлаждающей воды — температура воды при входе в конденсатор, для которой завод-изготовитель турбины гарантирует расход пара или тепла на 1 киловатт-час электрической энергии, вырабатываемой турбиной.

## В. Предельные отклонения от номинальных значений основных параметров в соответствии с ГОСТ 3618-58

1. Номинальная мощность турбины должна длительно обеспечиваться при следующих отклонениях величин параметров от их номинальных значений: а) при одновременном изменении начальных параметров пара в пределах, указанных в табл. 1-4, но при номинальных параметрах промежуточного перегрева и при номинальной температуре охлаждающей воды;

Таблица 1-4

Предельные отклонения номинальных параметров свежего пара			
Номинальные значения		Предельные отклонения от номинальных значений	
давление, ата	температура, °С	давление, ата	температура, °С
35	435	32—37	420—445
90	535	85—95	525—540
130	565	125—135	555—570

б) при повышении температуры охлаждающей воды до 33°С, если начальные параметры пара и промежуточного перегрева при этом не ниже номинальных;

в) при изменении температуры промежуточного перегрева пара в пределах 555—570°С;

г) при изменении давлений в регулируемых отборах пара и давлений за турбиной (противодавлений) в пределах, указанных в табл. 1-5;

Таблица 1-5

Номинальные давления, ата		Предельные отклонения давлений, ата	
в регулируемом отборе	противодавление	в отборе	противодавление
1,2	—	0,7—2,5	—
—	3	—	2—4
5	5	4—7	4—7
7	7	5—9	5—9
10	10	8—13	8—13
13	13	10—16	10—16
—	15	—	13—17
—	18	—	15—21
—	31	—	29—33

д) при уменьшении величины регулируемого теплофикационного отбора пара (табл. 1-2) до нуля.

2. Отклонения величин регулируемых отборов пара от их номинальных значений (табл. 1-2) не должны превышать ±10%.

3. Отклонения температуры регенеративного подогрева питательной воды от ее номинального значения (табл. 1-1 и 1-2) не должны превышать ±10°С.

## 1-3. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ МОЩНОСТИ И К. П. Д. КОНДЕНСАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ БЕЗ ОТБОРОВ ПАРА

Внутренняя мощность

$$N_i = \frac{D_0 H_i}{860} [\text{квт}], \quad (1-1)$$

где  $D_0$  — расход пара через турбину (без учета утечек через уплотнения вала), кг/ч;

$H_i$  — полезно использованный теплотерепад, ккал/кг, вычисляемый по формуле

$$H_i = H_0 \eta_{oi}, \quad (1-2)$$

где  $H_0$  — располагаемый теплотерепад (рис. 1-2), ккал/кг;

$\eta_{oi}$  — относительный внутренний (термодинамический) к. п. д. турбины, вычисляемый по формуле

$$\eta_{oi} = \frac{H_0 - \Sigma h_{in}}{H_0}, \quad (1-3)$$

где  $\Sigma h_{in}$  — сумма внутренних потерь в турбине, ккал/кг.

Эффективная мощность на валу турбины (мощность, передаваемая генератору):

$$N_e = \frac{D_0 H_0 \eta_{oe}}{860} [\text{квт}], \quad (1-4)$$

где  $\eta_{oe}$  — относительный эффективный к. п. д., вычисляемый по формуле<sup>1</sup>

$$\eta_{oe} = \eta_{oi} \cdot \eta_{in}, \quad (1-5)$$

<sup>1</sup> Если между турбиной и приводимой ею машиной установлен редуктор, значение эффективного к. п. д. необходимо умножить на к. п. д. редуктора  $\eta_r$ .

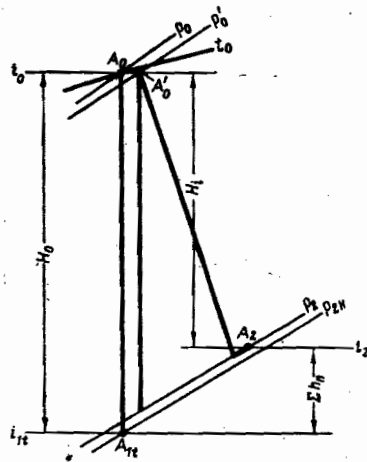


Рис. 1-2. Тепловой процесс конденсационной турбины без отборов пара в *i-s*-диаграмме.  $p_0$ ,  $i_0$  и  $i_0$  — давление, температура и теплосодержание (энтальпия) свежего пара;  $A_0$ ,  $A_0t$ ,  $A_{1t}$  и  $A_2$  — теоретические и фактические точки начала и конца процесса расширения пара в турбине;  $i_{1t}$  и  $i_2$  — теплосодержание (энтальпия) пара в конце изэнтропического и фактического процессов расширения;  $\Sigma h_{\text{п}}$  — сумма внутренних потерь.

где  $\eta_m$  — механический к. п. д., учитывающий потери на трение в подшипниках, затрату энергии на привод масляного насоса и регулятора скорости (в случае их соединения с валом турбины) при данной мощности.

Электрическая мощность на зажимах генератора

$$N_g = \frac{D_0 H_0 \eta_{03}}{860} [\text{квт}], \quad (1-6)$$

где  $\eta_{03}$  — относительный электрический к. п. д. генератора, вычисляемый по формуле

$$\eta_{03} = \eta_{0e} \eta_r, \quad (1-7)$$

где  $\eta_r$  — к. п. д. генератора при данной мощности.

Электрическая мощность, потребляемая для преодоления сопротивлений холостого хода турбоагрегата,

$$N_{x,x} = N_i - N_g = \left( \frac{1}{\eta_m \eta_r} - 1 \right) N_g [\text{квт}], \quad (1-8)$$

где  $\eta_m$  и  $\eta_r$  — значения механического к. п. д. и к. н. д. генератора.

Термический к. п. д. (абсолютный) турбоустановки без отборов пара

$$\eta_t = \frac{H_0}{i_0 - i'_k}, \quad (1-9)$$

где  $i_0$  — теплосодержание (энтальпия) свежего пара перед турбиной, *ккал/кг*;

$i'_k$  — теплосодержание (энтальпия) конденсата, отводимого от конденсатора турбины, численно равное температуре насыщенного пара при давлении, равном давлению в конденсаторе ( $p_{2k}$ , рис. 1-2), *ккал/кг*.

Абсолютный эффективный к. п. д.

$$\eta_e = \eta_t \eta_{0e}. \quad (1-10)$$

Абсолютный электрический к. п. д. турбоустановки

$$\eta_3 = \eta_t \eta_{03}. \quad (1-11)$$

Удельный расход пара турбоустановкой на *киловатт-час*

$$d_3 = \frac{D_0}{N_3} [\text{кг/квт} \cdot \text{ч}]. \quad (1-12)$$

Удельный расход тепла турбоустановкой на *киловатт-час*

$$q_3 = d_3 (i_0 - i'_k) = \frac{860}{\eta_3} [\text{ккал/квт} \cdot \text{ч}]. \quad (1-13)$$

#### 1-4. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ МОЩНОСТИ И К. П. Д. КОНДЕНСАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ С ОТБОРАМИ ПАРА ДЛЯ РЕГЕНЕРАТИВНОГО ПОДОГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

В турбинах среднего давления небольшой и средней мощности число нерегулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды составляет один — четыре. У современных турбин высокого, сверхвысокого и сверхкритического давлений число регенеративных отборов пара составляет от пяти-шести до восьми-девяти.

Электрическая мощность на зажимах генератора турбины с тремя нерегулируемыми регенеративными отборами пара (принципиальная схема турбоустановки и тепловой процесс — на рис. 1-3 и 1-4).

$$N_3 = \frac{D_0 [h_i' + (1 - \alpha_1) h_i'' + (1 - \alpha_1 - \alpha_2) h_i''' + (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3) h_i^{IV}] \eta_m \eta_r [\text{квт}], \quad (1-14)$$

где

$$\alpha_1 = \frac{D'_{\text{от}}}{D_0}; \quad \alpha_2 = \frac{D''_{\text{от}}}{D_0}$$

и

$$\alpha_3 = \frac{D'''_{\text{от}}}{D_0};$$

$D'_{\text{от}}$ ;  $D''_{\text{от}}$  и  $D'''_{\text{от}}$  — первый, второй и третий отборы пара на регенерацию, *кг/ч*;  
 $D_0$  — расход свежего пара через турбину, *кг/ч*;  
 $h_i'$ ;  $h_i''$ ;  $h_i'''$  и  $h_i^{IV}$  — полезно использованные теплоперепады, соответствующие от состоянию свежего пара до первого отбора, от состояния в первом отборе до второго отбора, от состояния во втором отборе до третьего отбора и от состояния в третьем отборе до состояния отработавшего пара, *ккал/кг* (рис. 1-4, б).

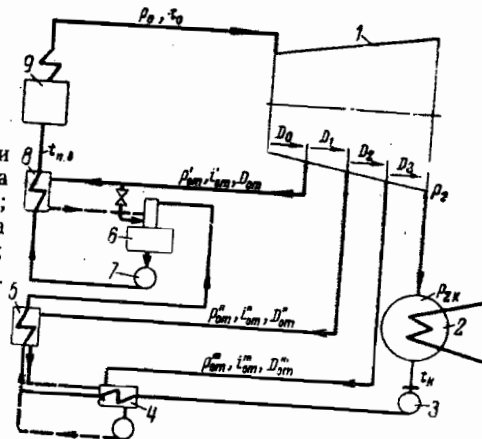


Рис. 1-3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с тремя регенеративными отборами пара.

1 — турбина; 2 — конденсатор; 3 — конденсатный насос; 4 и 5 — подогреватели низкого давления; 6 — деаэрактор; 7 — питательный насос; 8 — подогреватель высокого давления;  $D_0$ ;  $D_1$ ;  $D_2$  и  $D_3$  — расходы пара через соответствующие отсеки турбины;  $D_k$  — расход пара в конденсаторе  $D_k = D_0 - (D'_{\text{от}} + D''_{\text{от}} + D'''_{\text{от}})$ ;  $t_{п.в}$  — температура питательной воды.

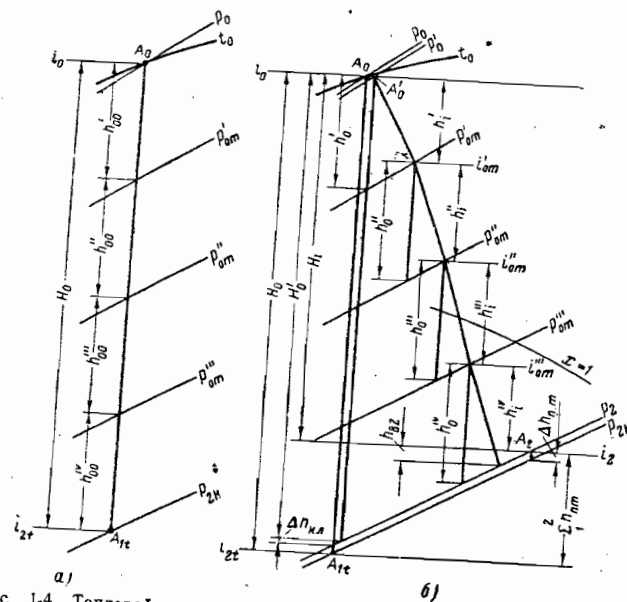


Рис. 1-4. Тепловой процесс конденсационной турбины с тремя регенеративными отборами пара в *i-s*-диаграмме. а — изэнтропический процесс; б — процесс с учетом потерь.

Диаграммный к. п. д. турбины (рис. 1-4)

$$\eta_{oi}^{т.д.} = \frac{h_i' + h_i'' + h_i''' + h_i^{IV}}{H_0} \quad (1-15)$$

### 1-5. ПОТЕРИ В ТУРБИНЕ. ТЕПЛОВОЙ ПРОЦЕСС ТУРБИНОЙ СТУПЕНИ

Потери, возникающие в турбине, разделяют на две группы: внешние, не влияющие на состояние пара, и внутренние, влияющие на изменение состояния пара.

#### А. Внешние потери

Механические потери связаны с преодолением вредных сопротивлений в опорных и упорных подшипниках турбины с затратой мощности на привод системы регулирования и масляного насоса. Эти потери учитываются механическим к. п. д.  $\eta_m$ , который принимается по графику (рис. 1-5).

В турбинах с водяными уплотнениями (рис. 1-6) на преодоление вредных сопротивлений дополнительно затрачивается мощность, величина которой определяется по формуле Флюгеля:

$$N \approx 3500 \left( \frac{n}{1000} \right)^3 r_3^5 \left[ 2 - \left( \frac{r_1}{r_2} \right)^5 - \left( \frac{r_2}{r_3} \right)^5 \right] + 7050 \left( \frac{n}{1000} \right)^3 r_3^4 b \quad [квт], \quad (1-16)$$

где  $n$  — число оборотов ротора турбины в минуту;  
 $r_1$ ,  $r_2$  и  $r_3$  — радиусы, подставляются в соответствии с рис. 1-6, м;  
 $b$  — ширина колеса, м.

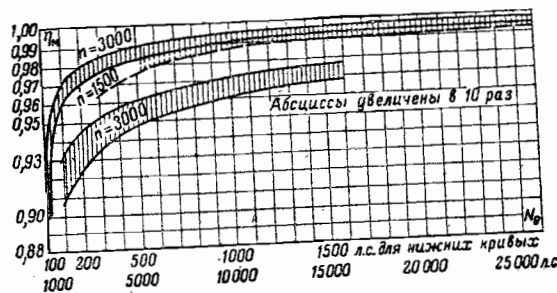


Рис. 1-5. Механический к. п. д. турбины.

Потери от утечек через концевые лабиринтовые уплотнения ротора

$$G_{ут.к.} = 310 \mu_y F_y \sqrt{\frac{p_1}{\sigma_1}} \times \sqrt{\frac{1-\epsilon^2}{z}} [кг/сек], \quad (1-17)$$

где  $\mu_y$  — опытный коэффициент, зависящий от формы и толщины кромок гребней; принимается по графику (рис. 1-7);

$F_y$  — площадь зазора в уплотнении, м<sup>2</sup>, вычисляемая по формуле

$$F_y = \pi d \delta_r;$$

$d$  — диаметр уплотнения, м;  
 $\delta_r$  — радиальный зазор, м;  
 $p_1$  и  $\sigma_1$  — давление и удельный объем пара перед уплотнением, ата (кг/см<sup>2</sup>) и м<sup>3</sup>/кг;  
 $\epsilon = \frac{p_2}{p_1}$  — отношение величины давления за уплотнением к давлению перед уплотнением;  
 $z$  — число гребней в уплотнении.

#### Б. Внутренние потери

Потеря в клапанах свежего пара при полном их открытии

$$\Delta p_{кл.} = (0,03 \div 0,05) p_0, \quad (1-18)$$

где  $p_0$  — давление свежего пара перед стопорным клапаном, ата.

Потеря в клапанах перепуска пара

из камеры регулируемого отбора при полном их открытии<sup>1</sup>

$$\Delta p_n = (0,03 \div 0,05) p_n [ата], \quad (1-19)$$

где  $p_n$  — давление в камере регулируемого отбора, ата.

Потеря в перепускных трубах из одного корпуса турбины в последующий

$$\Delta p_{пе} = (0,01 \div 0,02) p_{пе} [ата], \quad (1-20)$$

где  $p_{пе}$  — давление пара перед перепускными трубами, ата.

Потеря в газовом промежуточном пароперегревателе и отсечных клапанах

$$\Delta p_{пн} = (0,10 \div 0,15) p_{пн} [ата], \quad (1-21)$$

где  $p_{пн}$  — давление пара, поступающего из турбины в паропровод промежуточного перегревателя, ата.

Потеря в сопловых и направляющих решетках

$$h_c = \frac{c_{it}^2 - c_1^2}{8378} = \frac{(1 - \varphi^2) c_{it}^2}{8378}$$

$$= (1 - \varphi^2) \cdot (h_{01} + h_{в.с.}^{np}) [ккал/кг], \quad (1-22)$$

где  $c_{it}$  — теоретическая скорость пара по выходе из сопловой решетки, м/сек, вычисляемая по формуле

$$c_{it} = 91,5 \sqrt{h_{01} + \mu h_{в.с.}^{np}};$$

$c_1 = \varphi c_{it}$  — действительная скорость пара по выходе из сопловой решетки, м/сек;

<sup>1</sup> При частичном открытии перепускных клапанов потеря в них в зависимости от системы парораспределения и режима работы турбины может достигать 30—40% и более.

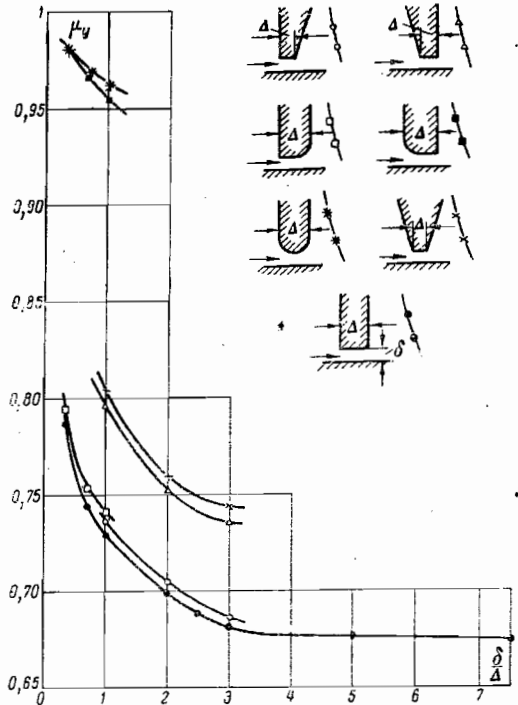


Рис. 1-7. Коэффициент расхода  $\mu_y$  для учета утечки в лабиринтовых уплотнениях.

$\varphi$  — коэффициент скорости пара в сопловых решетках (для ориентировочных расчетов по графику рис. 1-8);

$h_{01}$  — располагаемый (изоэнтروпический) перепад тепла, срабатываемый в сопловой решетке, ккал/кг;

$h_{в.с.}^{np}$  — энергия выходной скорости рабочей решетки предыдущей ступени, используемая в сопловой решетке данной ступени, ккал/кг;

$\mu$  — коэффициент использования энергии выходной скорости ( $h_{в.с.}^{np}$ ); для ориентировочных расчетов принимают  $\mu = 1$ .

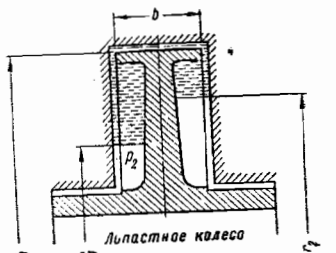


Рис. 1-6. Схема водяного уплотнения.



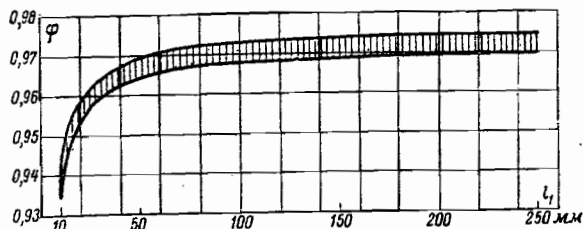


Рис. 1-8. Коэффициент скорости  $\phi$  для ориентировочного расчета суживающихся сопловых решеток.

Потеря на рабочих решетках (на рабочих лопатках)

$$h_{w1} = \frac{\omega_{2t}^2 - \omega_2^2}{8378} = \frac{(1 - \phi^2) \omega_{2t}^2}{8378} = (1 - \phi^2) \times (h_{w1} + h_{02}) = (1 - \phi^2) (h_{w1} + \rho h_0) \text{ [ккал/кг]}, \quad (1-23)$$

где  $\omega_{2t}$  — относительная теоретическая скорость пара на выходе из рабочей решетки, м/сек, вычисляемая по формуле

$$\omega_{2t} = 91,5 \sqrt{h_{w1} + \rho h_0};$$

$\omega_2 = \phi \omega_{2t}$  — действительная скорость пара на выходе из рабочих решеток, м/сек;

$\phi$  — коэффициент скорости пара в рабочих решетках; для ориентировочных расчетов значения  $\phi$  принимаются по графику (рис. 1-9);

$h_{w1} = \frac{\omega_1^2}{8378}$  — энергия относительной скорости ( $\omega_1$ ) при входе пара на рабочую решетку, ккал/кг;

$\rho = \frac{h_{02}}{h_0}$  — степень реакции;

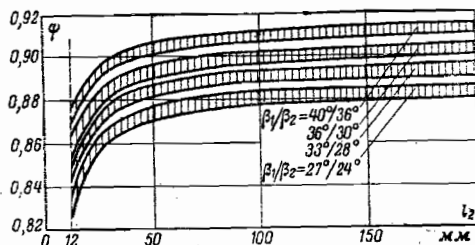


Рис. 1-9. Коэффициент скорости  $\phi$  для ориентировочного расчета рабочих решеток активных турбин.

$h_{02}$  и  $h_0$  — располагаемый (изэнтропический) перепад тепла, срабатываемый на рабочей решетке и в турбинной ступени, ккал/кг.

Для ступеней с умеренной степенью реакции ( $\rho = 0,1 \div 0,15$ )  $\phi$  принимают на 1—1,5% выше значения, получаемого по графику рис. 1-9; для ступеней с большой степенью реакции ( $\rho \geq 0,4$ )  $\phi \approx 0,95 - 0,97$ .

Потеря с выходной скоростью

$$h_{в.с} = \frac{c_2^2}{8378} \text{ [ккал/кг]}, \quad (1-24)$$

где  $c_2$  — абсолютная скорость пара на выходе с рабочей решетки последней ступени турбины, м/сек.

Величина потери  $h_{в.с}$  считается умеренной, если для конденсационной турбины  $h_{в.с} = (0,02 \div 0,025) H_0$  и большой, если  $h_{в.с} \geq (0,025 \div 0,035) H_0$ .

Потеря на трение диска о пар и вентиляционные сопротивления

$$h_{т.в} = \frac{102 N_{т.в}}{427 G} = 0,239 \frac{N_{т.в}}{G} \text{ [ккал/кг]}, \quad (1-25)$$

где  $N_{т.в}$  — мощность, затрачиваемая на трение диска о пар и на вентиляционные сопротивления, квт, вычисляемая по формуле<sup>1</sup>

$$N_{т.в} = \lambda [1,07 d^2 + 0,61 z (1 - \varepsilon)] \times d l^{1,5} \frac{u^3}{10^6} \gamma \text{ [квт]}, \quad (1-26)$$

$G$  — расход пара через ступень, кг/сек;

<sup>1</sup> Эмпирическая формула Стодоля.

$\lambda$  — коэффициент, принимаемый для воздуха и высокоперегретого пара равным единице; для перегретого пара — 1,1—1,2 и для насыщенного пара — 1,3;

$d$  — средний диаметр ступени, м;

$z$  — число ступеней скорости, т. е. число рядов рабочих решеток на диске;

$\varepsilon$  — степень парциальности впуска пара (характеризует неполный по окружности подвод пара к сопловым решеткам);

$l$  — высота решетки (для двух- и трехвенечных дисков подставляется средняя высота рабочих решеток), см;

$u$  — окружная скорость на среднем диаметре рабочей решетки, м/сек;

$\gamma$  — удельный вес пара, в среде которого вращается диск, кг/м<sup>3</sup>.

Концевые потери парциальной ступени (на выталкивание неподвижной относительно рабочих решеток массы пара):

а) для одновенечной регулирующей ступени

$$h_{в.к} = 0,11 \frac{B l_1''}{F_1} \times \eta_u m \cdot x_a h_0 \text{ [ккал/кг]}, \quad (1-27)$$

б) для двухвенечной регулирующей ступени

$$h_{в.к} = 0,11 \frac{B l_1'' + B_1 l_2''}{F_1} \times \eta_u m \cdot x_a h_0 \text{ [ккал/кг]}, \quad (1-27a)$$

где  $B$  и  $B_1$  — ширина рабочих решеток первого и второго венцов, см;

$l_1''$  и  $l_2''$  — высоты рабочих решеток первого и второго венцов, см;

$F_1$  — выходное сечение сопловых решеток, см<sup>2</sup>;

$m$  — число пар концов сопловых сегментов (число групп сопловых решеток); при  $\varepsilon = 1$  величина  $m = 0$ ;

$x_a = \frac{u}{c_a}$  — отношение окружной скорости на среднем диаметре ступени к теорети-

<sup>1</sup> Численное значение степени парциальности впуска равно отношению длины дуги, занятой соплами, к длине окружности по среднему диаметру.

ческой скорости пара, вычисляемой по формуле

$$c_a = 91,5 \sqrt{h_0} \text{ [м/сек]};$$

$\eta_u$  — относительный к. п. д. на ободе венца (лопаточный);

для одновенечной ступени

$$\eta_u = \frac{h_0 - h_c - h_l - h_{в.с}}{h_0};$$

для двухвенечной ступени

$$\eta_u = \frac{h_0 - h_c - h_l' - h_l'' - h_{в.с}}{h_0};$$

$h_l'$  и  $h_l''$  — потери на рабочих решетках первого и второго венцов, ккал/кг;

$h_{в.с}$  — потери в направляющей решетке второй ступени, ккал/кг [по формуле (1-22)].

Потери от утечек пара в ступенях турбины:

а) потери от утечек через диафрагменные уплотнения активных ступеней [подсчитываются по формуле (1-17)];

б) потери от утечек через уплотнения направляющих и рабочих решеток реактивных ступеней:

$$h_{ут} = \frac{\delta_r}{l \sin \alpha_1} (i_1 - i_2) \text{ [ккал/кг]} \quad (1-28)$$

или

$$h_{ут} = 1,72 \frac{\delta_r^{1,4}}{l} h_0 \text{ [ккал/кг]}, \quad (1-29)$$

где  $l$  — высота направляющей решетки, см;

$\alpha_1$  — угол парового потока на выходе из направляющей решетки;

$i_1$  — теплосодержание (энтальпия) пара перед направляющей решеткой, ккал/кг;

$i_2$  — то же за рабочей решеткой с учетом всех потерь, кроме утечек, ккал/кг;

$\delta_r$  — величина радиального зазора, см.

Потери от влажности пара вычисляются по формуле<sup>1</sup>

$$h_{вл} = (1 - x_{ср}) h_i \text{ [ккал/кг]}, \quad (1-30)$$

где  $x_{ср} = \frac{x_1 + x_2}{2}$  — средняя степень сухости пара;

<sup>1</sup> Приближенная формула.

$x_1$  — степень сухости пара перед диафрагмой (или направляющей решеткой);  
 $x_2$  — степень сухости за рабочей решеткой;  
 $h_i$  — полезный использованный теплотерпад в ступени с учетом всех предыдущих потерь, кроме потерь от влажности, *ккал/кг*.

Потеря давления в выхлопном патрубке турбины:

$$\Delta p_{\text{пат}} = p_2 - p_{2\kappa} = \lambda \left( \frac{c_{\text{п}}}{100} \right)^2 p_{2\kappa} \text{ [ama]}, \quad (1-31)$$

где  $p_2$  — давление за рабочей решеткой последней ступени турбины, *ama*;

$p_{2\kappa}$  — давление пара в выхлопном патрубке (при входе в конденсатор), *ama*;

$\lambda$  — коэффициент, значения которого принимают равными 0,07—0,1 (для современных турбин с совершенными выхлопными патрубками  $\lambda=0$ );

$c_{\text{п}}$  — скорость пара в выхлопном патрубке, *м/сек*.

### В. Тепловой процесс турбинной ступени

На рис. 1-10 представлены диаграммы тепловых процессов промежуточных ступеней турбины: а) активной ступени ( $\rho=0$ ), б) активной ступени

со степенью реакции  $\rho > 0$  и в) реактивной ступени ( $\rho=0,4-0,6$ ).

Тепловой процесс для последующих ступеней в случае использования энергии выходной скорости начинается из точки  $A_{2\phi}$  в направлении к  $m$ . Если же энергия выходной скорости предыдущей ступени не используется в сопловых решетках последующей ступени, то тепловой процесс в последующей ступени начинается из точки  $A_2$  в направлении к  $n$ .

### 1-6. КОНДЕНСАЦИОННЫЕ ТУРБИНЫ БЕЗ РЕГУЛИРУЕМЫХ ОТБОРОВ ПАРА

Турбины небольшой и средней мощности заводы СССР изготовляют на средние и высокие параметры пара с сопловым парораспределением и двухвечными ступенями скорости.

Современные турбины большой мощности строятся на высокие и сверхвысокие параметры пара и, как правило, с сопловым парораспределением. Эти турбины изготовляются с одно- и двухвечными регулирующими ступенями. За последние годы ХТГЗ выпущена также серийная турбина мощностью 100 Мвт с дрессельным парораспределением и одновечной первой ступеню.

Технические данные, характеризующие серийные типы конденсационных турбин, приведены в табл. 1-6—1-9, типы комплектующего оборудования даны в приложении 1.

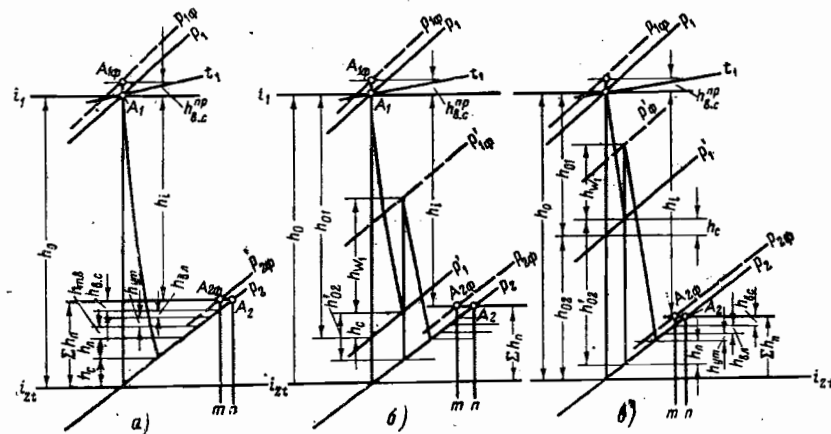


Рис. 1-10. Тепловой процесс турбинной ступени в *i-s*-диаграмме.

Таблица 1-6

Турбины паровые конденсационные без регулируемых отборов пара (технические данные)

Тип турбины	К-4-35 (АК-4-1)	К-6-35 (АК-6-1)	К-25-90 (БК-25-1)	К-50-90 (БК-50-1)	К-50-90 (БК-50-3)	К-100-90 (БК-100-2)	К-100-90 (БК-100-6)	К-100-90 (ВКТ-100)	К-150-130 (ПВК-150)	К-200-130 (ПВК-200)	130	
											ХТГЗ	ЛМЗ
Завод-изготовитель	НЗЛ	НЗЛ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ХТГЗ	ХТГЗ	ЛМЗ	130	200 000
Номинальная мощность, <i>квт</i>	4 000	6 000	25 000	50 000	50 000	100 000	100 000	100 000	150 000	200 000	565	200 000
Давление свежего пара, <i>ama</i>	35	35	500	500	535	500	535	535	565	565	565	565
Температура свежего пара, °С	435	435	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Температура промежуточного перегрева, °С	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Число регулируемых отборов	3	3	6	5	8	5	8	7	—	—	7	7
Температура питающей воды, °С	142	146	223	212	216	212	217	215	228	230	228	230
Давление отработавшего пара, <i>ama</i>	0,04	0,04	0,04	0,036	0,035	0,033	0,035	0,030	0,035	0,035	0,035	0,035
Номинальная температура охлаждающей воды, °С	20	20	15	10	10	10	10	10	12	10	12	10
Расход охлаждающей воды, <i>м³/ч</i>	1 400	2 000	5 000	8 000	8 000	16 000	16 000	16 400	20 800	25 000	20 800	25 000
Расход свежего пара при номинальной нагрузке, <i>т/ч</i>	19,4	28,5	106	191	186	377	363	366	436	564	436	564
Удельный расход пара при номинальной нагрузке (расчетный), <i>кг/квт·ч</i>	4,85	4,75	4,25	3,82	3,72	3,77	3,63	3,66	2,90	2,82	2,90	2,82
Удельный расход тепла при номинальной нагрузке (расчетный), <i>ккал/квт·ч</i>	—	2 930	2 460	2 280	2 215	2 250*	2 190	2 194**	2 010	2 000	2 010	2 000
Максимальный расход пара, <i>т/ч</i>	19,4	28,5	106	204	210	405	363	420***	465	594	465	594
через ч. в. д.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
через ч. с. д.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
через ч. н. д.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

\* По результатам тепловых испытаний 2 387 *ккал/квт·ч*.  
 \*\* По результатам тепловых испытаний 2 198 *ккал/квт·ч*.  
 \*\*\* По результатам тепловых испытаний при нагрузке 118 000 *квт*.



Таблица 1-7

Турбины паровые конденсационные без регулируемых отборов пара (конструктивные, габаритные и весовые данные)

Тип турбины	K-4-35 (AK-4-1)	K-6-35 (AK-6-1)	K-25-90 (BK-25-1)	K-50-90 (BK-50-1)	K-50-90 (BK-50-3)	K-100-90 (BK-100-2)	K-100-90 (BK-100-6)	K-100-90 (BK-1-100)	K-150-130 (ПБК-150)	K-200-130 (ПБК-200)
	Число цилиндров	16	16	19	18	22	12+(5×2)	20+(5×2)	17+(4×2)	15+(6×2)
Число ступеней	—	—	—	—	—	—	—	—	—	23+(4×2)
Формула проточной части:	K+15Д*	K+15Д	K+18Д	K+17Д	P+21Д**	K+11Д	P+19Д	P+16Д	P+6Д	P+11Д
для ч. в. д.	—	—	—	—	—	—	—	—	8Д	11Д
для ч. с. д.	—	—	—	—	—	5Д×2	—	—	—	4Д×2
для ч. н. д.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Число выхлопов пара	1	—	1	—	—	2	—	—	—	Два полуторных
Торцовая площадь всех выхлопов, м²	—	—	—	4,2	4,2	8,4	8,4	9,7	10,4	15,26
Ротор высокого давления:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
критическое число оборотов в минуту	1800	1800	2180	1795	1730	3620	1835	1630	2085	1750
полная длина ротора, мм	4217	4217	5463	6415	6433	5883	6479	5596	5935	4180
пролет между осями подшипников, мм	2900	2900	4138	4350	4838	3440	4754	4426	5109,5	4720
наибольший диаметр по вершинам лопаток, мм	1250	1360	2110*	2665	2665	1449	1400	1524	1460	1050
вес ротора, т	4,8	5,2	13,4	16,6	18,6	10,6	12,6	12,2	12,8	8,0***
Ротор низкого давления:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
критическое число оборотов в минуту	—	—	—	—	—	1670	1675	2100	3600	1610
полная длина ротора, мм	—	—	—	—	—	5820	5805	6220	5480	7175
пролет между осями подшипников, мм	—	—	—	—	—	3890	3890	4472	4076	5030
наибольший диаметр по вершинам лопаток, мм	—	—	—	—	—	2665	2665	2825	2905	2876

2

Продолжение

Тип турбины	K-4-35 (AK-4-1)	K-6-35 (AK-6-1)	K-25-90 (BK-25-1)	K-50-90 (BK-50-1)	K-50-90 (BK-50-3)	K-100-90 (BK-100-2)	K-100-90 (BK-100-6)	K-100-90 (BK-1-100)	K-150-130 (ПБК-150)	K-200-130 (ПБК-200)
	средний диаметр последней ступени, мм	—	1245	—	2000	2000	2000	2000	2085	2125
длина рабочих лопаток последней ступени, мм	—	230	—	665	665	665	665	740	780	765
вес ротора, т	—	—	—	—	—	22	22,5	26,5	36	36
Полная длина турбины, мм	4795	4795	7074	7725	8900	12345	14700	13777	14440	20552
Полная длина турбоагрегата, мм	9432	9781	14058	16688	18560	23945	24630	25952	27805	30850
Число оборотов в минуту	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Число оборотов в минуту	—	1,5	4	3,4	3,5	3,4	3,4	2	3	3,4
Общий вес турбины, т	45	45	130	150	165	270	270	270	365	560
Вес наиболее тяжелой части турбины, т:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
при монтаже	11	11	35	50	50	75	75	70	73	122
при ревизии	10	10	16	23	23	35	40	48	30	80
Высота фундамента турбоагрегата, мм	5500	—	—	—	—	8000	—	—	—	9000
Наименьшая высота подъема крана над полом машинного зала, мм	4800	4800	6520	7000	6250	7550	7500	6990	8300	8200
Число конденсаторов	1	1	1	1	1	2	2	2	1	2

\* Регулирующая ступень — колесо скорости (К) и 15 ступеней давления.  
 \*\* Регулирующая ступень — ступень давления (Р) и 21 ступень давления.  
 \*\*\* Ротор среднего давления: критическое число оборотов в минуту 1780; полная длина 6076 мм; пролет между осями подшипников 4321 мм; вес ротора 12,8 т.

Таблица 1-8  
Турбины паровые конденсационные без регулируемых отборов пара (нерегулируемые отборы пара на регенерацию при номинальных параметрах пара и мощности)

Тип тур-	Греющий пар			Отбор пара на подогреватель, деаэратор или испаритель	Отбор пара на подогреватель, деаэратор или испаритель	Тип тур-	Греющий пар			Отбор пара на подогреватель, деаэратор или испаритель	Отбор пара на подогреватель, деаэратор или испаритель	Тип тур-	Греющий пар		
	давление, атм	температура, °С	количество, т/ч				давление, атм	температура, °С	количество, т/ч				давление, атм	температура, °С	количество, т/ч
К-100-90 (ВК-100-2)	3-й отбор (ПВД № 3 и испаритель 1 ст.)	200	16,2/9,0	3-й отбор (ПВД № 3 и испаритель 1 ст.)	10	0,28	240	4,65	5	1-й отбор (ПВД № 8)	343	24,13	32,5	371	22,04
	4-й отбор (ПВД № 2 и испаритель 1 ст.)	129	16,7	4-й отбор (ПВД № 4)	12	0,70	155	2,1/1,2	6	2-й отбор (ПВД № 7)	182	13,39	21,15	456	18,4
	5-й отбор (ПВД № 1)	78		5-й отбор (ПВД № 5)	11	1,3	89,5	0,7	8	3-й отбор (ПВД № 6)	346	19,5	12,5	421	15,92
К-100-90 (ВК-100-6)	1-й отбор (ПВД № 8)	404	17,7	1-й отбор (ПВД № 8)	7	7,0	263	4,85	5	4-й отбор (ПВД № 4)	194	4,81	4,81	118	14,8
	2-й отбор (ПВД № 7)	346	16,2	2-й отбор (ПВД № 7)	10	0,6	149	2,03/1,2	8	5-й отбор (ПВД № 5)	118	19,6	2,02	118	14,8
	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	294	8,7+4,0*	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	11	2,2	89	0,38	10	6-й отбор (ПВД № 6)	148	11,45/6,0	0,682	118	14,8
К-100-90 (ВК-100-3)	1-й отбор (ПВД № 8)	343	22,04	1-й отбор (ПВД № 8)	1	33,6	337	33,6	1	7-й отбор (ПВД № 7)	148	0,5	0,5	148	10,7
	2-й отбор (ПВД № 7)	182	13,39	2-й отбор (ПВД № 7)	4	10,5	359	25,2	4	8-й отбор (ПВД № 8)	80	8,0	8,0	80	19,5
	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	294	8,7+4,0*	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	7	9,4/2,5	290	14,1/6,0	7	1-й отбор (ПВД № 8)	343	24,13	32,5	371	22,04
К-150-130 (ПБК-150)	1-й отбор (ПВД № 8)	343	22,04	1-й отбор (ПВД № 8)	6	10,5	410	31,5	6	2-й отбор (ПВД № 7)	182	13,39	21,15	456	18,4
	2-й отбор (ПВД № 7)	182	13,39	2-й отбор (ПВД № 7)	9	7,03	345	18,07	9	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	294	11,82/6	4,63	298	19,5
	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	294	8,7+4,0*	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	11	0,97+4,77*	298	11,82/6	11	4-й отбор (ПВД № 5)	196	4,42	4,42	196	14,8
К-200-130 (ПБК-200)	1-й отбор (ПВД № 8)	343	22,04	1-й отбор (ПВД № 8)	6	10,5	410	31,5	6	5-й отбор (ПВД № 5)	196	4,42	4,42	196	14,8
	2-й отбор (ПВД № 7)	182	13,39	2-й отбор (ПВД № 7)	9	7,03	345	18,07	9	6-й отбор (ПВД № 6)	196	2,26	2,26	196	14,8
	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	294	8,7+4,0*	3-й отбор (ПВД № 6 и деаэратор)	11	0,97+4,77*	298	11,82/6	11	7-й отбор (ПВД № 7)	131	7,6/7,7	8,0	131	14,8

\* Пар из уплотнений.  
\*\* Удельный расход только для подогрева конденсата.

Таблица 1-9

Турбины паровые конденсационные без регулируемых отборов пара (гарантийные данные по экономичности при различных нагрузках)

Тип турбины	Мощность на зажиме генератора, кВт	Коэффициент полезного действия генератора, %	Расход пара через стопорный клапан, т/ч	Температура питательной воды, °С	Потери давления в системе прогрева, атм	Температура пара перед ч. н. д., °С	Удельный расход пара, кг/квт·ч	Удельный расход тепла, ккал/квт·ч	
К-100-90 (ВК-100-6)	100 000	99,0	363	217	—	—	3,63	2 190	
	80 000	98,8	284	204	—	—	3,55	2 240	
	60 000	98,5	212	188	—	—	3,53	2 300	
К-100-90 (ВКТ-100)	102 140	99,0	373	215	—	—	3,66	2 200*	
	103 200	99,0	373	215	—	—	3,62	2 210**	
К-150-130 (ПБК-150)	С испарителями и бойлерами		159 400	98,97	470,4	230	565	2,95	2 037
			150 000	98,95	436	228	565	2,90	2 041
			125 000	98,8	367	218	550	2,94	2 076
			100 000	98,7	298	208	530	2,98	2 129
	С испарителями, без бойлеров		162 100	99,02	470,4	230	565	2,90	2 004
			150 000	98,95	429	227	565	2,86	2 009
			125 000	98,8	362	218	548	2,90	2 032
			100 000	98,7	294	207	529	2,94	2 072
	Без испарителей и без бойлеров		163 870	99,04	470,4	230	565	2,87	2 010
		150 000	98,95	423	226	565	2,82	2 016	
		125 000	98,8	358	217	546	2,86	2 036	
		100 000	98,7	290	207	528	2,90	2 077	
К-200-130 (ПБК-200)	200 000	98,8	564	230	3,9	565	2,82	2 000	
	175 000	98,78	491	222	2,8	550	2,81	2 020	
	150 000	98,75	418	214	2,2	538	2,79	2 045	

\* С испарителями.  
\*\* Без испарителей.

1-7. УРАВНЕНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ С РЕГЕНЕРАТИВНЫМИ ОТБОРАМИ И ОДНИМ РЕГУЛИРУЕМЫМ ОТБОРОМ ПАРА. ДИАГРАММА РЕЖИМОВ

Электрическая мощность (на зажимах генератора) турбины с тремя нерегулируемыми отборами пара на регенерацию и с одним регулируемым отбором пара (применительно к тепловому процессу рис. 1-11)

$$N_s = (N_{11} + N_{12}) \eta_m \eta_g = \left\{ \frac{D_0 h_i' - D_{от}' h_i''}{860} + \frac{D_k h_i'' - D_{от}'' h_i''' - D_{от}''' (h_i'' - h_i''')}{860} \right\} \eta_m \eta_g \text{ [квт]}, \quad (1-32)$$

где  $N_{11}$  и  $N_{12}$  — внутренние мощности, развиваемые частями высокого и низкого да-

лений (ч. в. д. и ч. н. д.) турбины, *квт*;  
 $D_0$  — расход свежего пара через турбину, *кг/ч*;  
 $D_k - D_{от}'$  — расход пара через ч. н. д. турбины, *кг/ч*;  
 $D_{от}', D_{от}''$  и  $D_{от}'''$  — первый, третий и четвертый нерегулируемые отборы пара, *кг/ч*;  
 $D_{от}''$  — отбор пара на регенерацию из регулируемого отбора, *кг/ч*;  
 $h_i', h_i'', h_i'''$  и  $h_i^{IV}$  — полезно использованные теплоперепады, *ккал/кг*.

Энергетическая характеристика турбины (диаграмма режимов)  
 а) Исходные условия для построения диаграммы.  
 1)  $D_k = D_0$  — расход пара через ч. н. д. турбины при выключенных регенерации и регулируемом отборе;

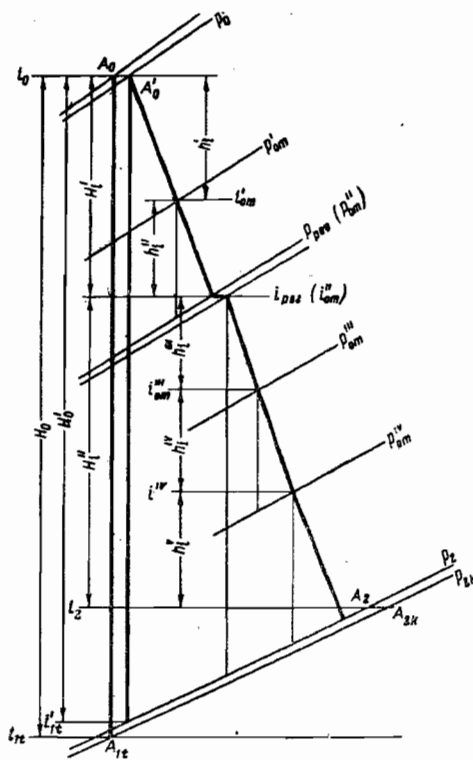


Рис. 1-11. Тепловой процесс турбины с тремя нерегулируемыми отборами на регенерацию пара и одним регулируемым отбором пара в  $i$ - $s$  диаграмме.

2)  $D_k = D_0 - D'_{от} - D''_{от}$  — расход пара через ч. н. д. турбины при включен-

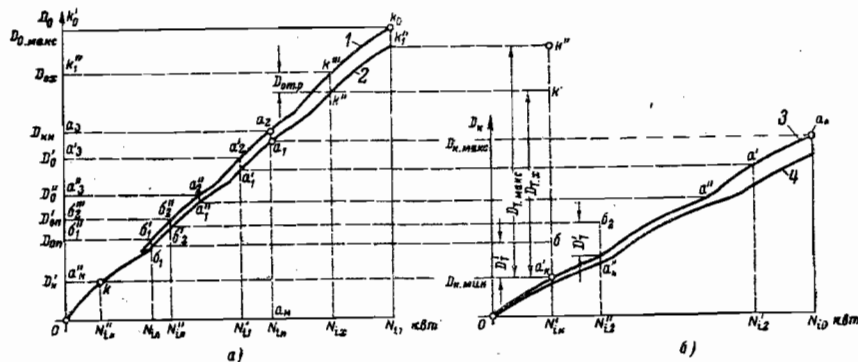


Рис. 1-12. Графики зависимости внутренних мощностей от расхода пара. а — ч. н. д. турбины; б — ч. н. д. турбины.

ной регенерации и выключенном регулируемом отборе;

3)  $D_k = D_0 - D'_{от} - D''_{от} - D_T$  — расход пара через ч. н. д. турбины при включенных регенерации и регулируемом отборе ( $D_T$  — регулируемый отбор пара для целей теплофикации или производства).

б) Порядок построения диаграммы режимов.

Для известных значений расходов пара и полезной использованной теплоты по отсекам (частям) турбины, найденным экспериментально или из тепловых расчетов, по уравнению (1-32) строят вспомогательные графики зависимостей:  $N_{i1} = f(D_0)$  — для ч. в. д. и  $N_{i2} = \varphi(D_k)$  — для ч. н. д. турбины (рис. 1-12). Кривые 1 и 3 нанесены для режима турбины с регенерацией, а 2 и 4 для конденсационного режима с поправкой на регенерацию. Такие графики используются для построения диаграммы режимов турбины. Электрическая мощность на зажимах генератора для любого расхода пара

$$N_3 = N_{i1} + N_{i2} - \Delta N_{х.х} \quad [квт], \quad (1-33)$$

где  $N_{i1}$ ;  $N_{i2}$  — мощности отдельных частей (ч. в. д. и ч. н. д.) турбины,  $квт$ ;

$\Delta N_{х.х}$  — мощность, потребная для преодоления всех вредных сопротивлений при холостом ходе турбоагрегата [по формуле (1-8)],  $квт$ , или по графику для данного генератора.

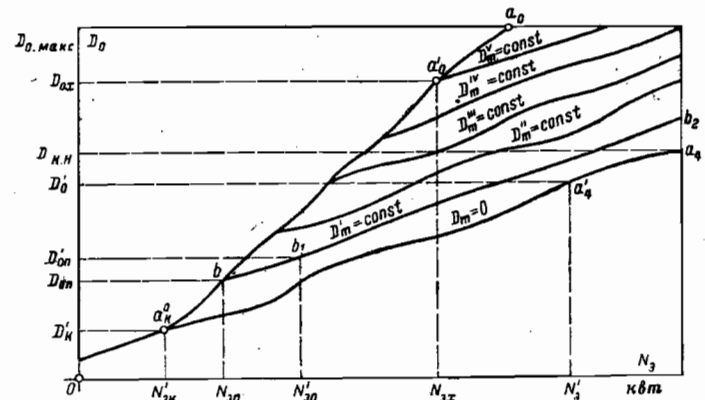


Рис. 1-13. Диаграмма режимов турбины с одним регулируемым отбором пара.

в) Пример построения диаграммы режимов турбины с одним регулируемым отбором пара (регенерация включена).

1. Линия конденсационного режима турбины ( $D_T = 0$ ).

Из точки  $a_k$ , характеризующей максимальный расход пара через ч. н. д. ( $D_{к.макс}$ ) при номинальной мощности турбины, проводят пунктиром ломаную линию  $a_k - a_1 - a_2 - a_3$  (рис. 1-12), которая позволяет определить расход свежего пара ( $D_{кн}$ ) через турбину; внутренняя мощность ч. н. д. при этом режиме равняется  $N_{i0}$ , а внутренняя мощность ч. в. д. —  $N_{iн}$  (точка  $a_n$  на рис. 1-12, а). Электрическая мощность на зажимах генератора для этого режима подсчитывается по уравнению

$$N_3 = N_{i0} + N_{iн} - \Delta N_{х.х}.$$

Откладывая на рис. 1-13  $D_{кн}$  и  $N_3$ , находят точку  $a_4$ , характеризующую режим работы турбины с номинальной мощностью  $N_{э.ном}$  и максимально допустимым расходом пара через ч. н. д.  $D_{к.макс}$ . Аналогичным способом для любой точки, например  $a'$  (рис. 1-12, б), определяют  $N_{i2}$ , а по кривой 1 (рис. 1-12, а) —  $N_{i1}$  и  $D'_0$  (пунктирная линия  $a' - a'_1 - a'_2 - a'_3$ ).

Электрическая мощность на зажимах генератора для этого режима:

$$N_3 = N_{i1} + N_{i2} - \Delta N_{х.х},$$

где  $\Delta N_{х.х}$  — мощность, потребная для преодоления сопротивлений холостого хода при нагрузке турбины, равной  $N'_3$  (точка  $a'_4$  на рис. 1-13). Величина  $\Delta N_{х.х}$  определяется по графику (рис. 1-14).

В результате подсчетов строится линия  $a'_0 - a'_4 - a_4$  (рис. 1-13), характеризующая зависимость  $N_3 = f(D_0)$  для конденсационного режима турбины с регенерацией.

Линия конденсационного режима турбины без регенерации строится аналогичным способом. В этом случае за исходные принимаются линии 2 и 4 (рис. 1-12).

2. Линия режима турбины с минимальным пропуском пара через ч. н. д. ( $D_{к.мин}$ )

Точка  $a'_k$  на кривой 3 (рис. 1-12, б) соответствует мощности ч. н. д.  $N'_{iк}$  и расходу пара  $D_{к.мин}$ , который заводы

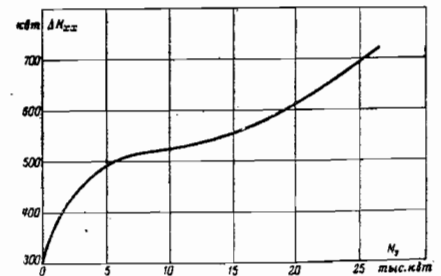


Рис. 1-14. Мощность холостого хода при различных нагрузках турбоагрегата ( $N_{э.ном} = 25000$   $квт$ ;  $\cos \varphi = 0,8$ ; охлаждение — водородное).

обычно принимают:  $D_{к.мин} = (0,1 - 0,2) \times D_{к.макс}$ . Пунктирная линия  $a'_к - a''_к$  пересекает кривую 2 (рис. 1-12,а) в точке  $k$ , что соответствует расходу пара через ч. в. д.  $D'_к = D_{к.мин}$ .

Электрическая мощность на зажимах генератора при этих условиях определится по уравнению

$$N'_{эк} = N'_{ик} + N''_{ик} - \Delta N'_{х.х.}$$

Величина  $\Delta N'_{х.х.}$  принимается по графику рис. 1-14 для мощности  $N'_{эк}$ .

На диаграмме режимов (рис. 1-13) точка  $a'_к$ , построенная по  $D'_к$  и  $N'_{э.к.}$ , характеризует работу турбины при расходе пара через ч. н. д.  $D_{к.мин}$  и при  $D_T = 0$ .

Для построения зависимости  $N_э = f(D_0)$  при любой заданной величине регулируемого отбора пара  $D_T$  порядок нанесения точек на диаграмму режимов следующий. От точки  $a'_к$  на линии  $a'_к - k''$  откладывается любая величина регулируемого отбора пара  $D_{т.х.}$  (точка  $k'$  на рис. 1-12,б). Из точки  $k'$  проводится ломаная пунктирная линия  $k' - k'' - k''' - k^{IV}$ , которая позволяет определить  $N_{ик}$  и  $D_{о.х.}$  (рис. 1-12,а).

Электрическая мощность на зажимах генератора подсчитывается по уравнению

$$N_{э.х.} = N'_{ик} + N_{ик} - \Delta N'_{х.х.}$$

Величина  $\Delta N'_{х.х.}$  принимается по графику рис. 1-14 для мощности  $N_{э.х.}$ . Нанося на диаграмму режимов (рис. 1-13) значения  $N_{э.х.}$  и  $D_{о.х.}$ , получают точку  $a'_0$ , характеризующую режим работы турбины при расходе пара через ч. н. д.  $D_{к.мин}$  и регулируемом отборе пара на производство или теплофикацию, равном  $D_{т.х.}$ .

Произведя аналогичным способом построения для различных значений  $D_T$ , получим кривую  $a'_к - a'_0 - a_0$ , характеризующую режим турбины при различных расходах пара  $D_T$  и  $D_{к.мин} = \text{const}$ .

### 3. Линия режима турбины с постоянным расходом пара из регулируемого отбора ( $D_T = \text{const}$ )

Линии постоянных регулируемых отборов на диаграмме режимов строятся в следующей последовательности. Точка  $b$  на линии  $a'_к - k''$  (рис. 1-12,б) соответствует мощности ч. н. д.  $N'_{ик}$  при  $D_{к.мин}$  и  $D_T = \text{const}$ . Из точки  $b$  проводят пунктирную ломаную линию  $b - b_1 - b'_1 - b''_1$  и находят  $D_{о.п}$  и  $N_{ин}$ . Тогда электрическая мощность на зажимах генератора  $N_{э.п} = N'_{ик} + N_{ин} - \Delta N'_{х.х.}$ ;  $\Delta N'_{х.х.}$  принимается по графику рис. 1-14 для мощности  $N_{э.п}$ . Значения  $D_{о.п}$  и  $N_{э.п}$  наносят на диаграмму режимов рис. 1-13 и получают точку  $b$  на линии  $a'_к - a_0$ , характеризующую режим работы турбины при  $D_{к.мин}$  и  $D_T$ . Принимая в последующем на линии  $a'_к - a_к$  любую точку  $a''_к$ ,  $a''$ ,  $a'$  и т. д. и откладывая от них вверх значения  $D'_т$ , графическим построением находят внутренние мощности ч. н. д. и ч. в. д., а также расходы свежего пара на турбину. Например, от точки  $a''_к$  (рис. 1-12,б), откладывая вверх значение  $D'_т$  (точка  $b_2$ ) и проведя пунктирную ломаную линию  $b_2 - b'_2 - b''_2 - b'''_2$ , получают мощность ч. н. д.  $N'_{из}$  и ч. в. д.  $N'_{ин}$ , а также расход свежего пара  $D'_{о.п}$  (рис. 1-13). Электрическая мощность на зажимах генератора  $N'_{э.п} = N'_{из} + N'_{ин} - \Delta N'_{х.х.}$ ;  $\Delta N'_{х.х.}$  принимается по графику рис. 1-14 для мощности  $N'_{э.п}$ . Откладывая  $D'_{о.п}$  и  $N'_{э.п}$  на диаграмме режимов (рис. 1-13), получают точку  $b_1$ , характеризующую режим турбины с  $D_T = \text{const}$ ,  $D'_{о.п}$  и  $N'_{э.п}$ . Аналогичным построением получают линию  $b - b_1 - b_2$ , указывающую зависимость электрической мощности от расхода пара на турбину при  $D_T = \text{const}$ ; для других значений  $D_T = \text{const}$  линия режимов строится аналогичным способом.

Построение диаграммы режимов для турбины без регенерации производится та-

ким же методом, но в основу графических построений кладутся линии 2 и 4 на рис. 1-12.

### 1-8. УРАВНЕНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ С РЕГЕНЕРАТИВНЫМИ ОТБОРАМИ И ДВУМЯ РЕГУЛИРУЕМЫМИ ОТБОРАМИ ПАРА. ДИАГРАММА РЕЖИМОВ

Электрическая мощность (на зажимах генератора) турбины с двумя регулируемым и тремя нерегулируемым отборами пара (приблизительно к тепловому процессу на рис. 1-15)

$$N_э = N_i^a + N_i^c + N_i^h - \Delta N_{х.х.}^i - \frac{D_T h_i^a}{860} = \frac{D_0 h_i^a - D'_{от} h_i^a}{860} + \frac{(D_k^c - D'_{от}) h_i^c - D''_{от} h_i^{IV}}{860} + \frac{(D_k^h - D'_{от}) h_i^h - D_{от} h_i^{VI}}{860} - \Delta N_{х.х.}^i - \frac{D_T h_i^a}{860} [квт], \quad (1-34)$$

где  $N_i^a$ ,  $N_i^c$  и  $N_i^h$  — соответственно внутренние мощности частей высокого, среднего и низкого давлений, *квт*;

$D_0$  — расход свежего пара через турбину, *кг/ч*;

$D_k^c - D'_{от} - D_{п}$  — расход пара через ч. с. д., *кг/ч*;

$D_k^h - D'_{от}$  — расход пара через ч. н. д., *кг/ч*;

$D'_{от}$ ,  $D''_{от}$  и  $D_{от}^V$  — первый, третий и пятый нерегулируемые отборы пара на регенерацию, *кг/ч*;

$D''_{от}$  и  $D_{от}^{IV}$  — отборы пара на регенерацию из первого и второго регулируемых отборов пара, *кг/ч*;

$D_{п}$  — регулируемый отбор пара для целей производства, *кг/ч*;

$D_T$  — регулируемый отбор пара для целей теплофикации, *кг/ч*;

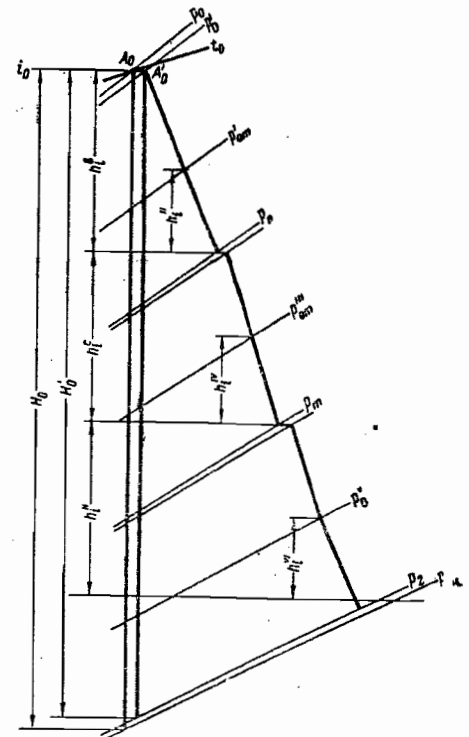


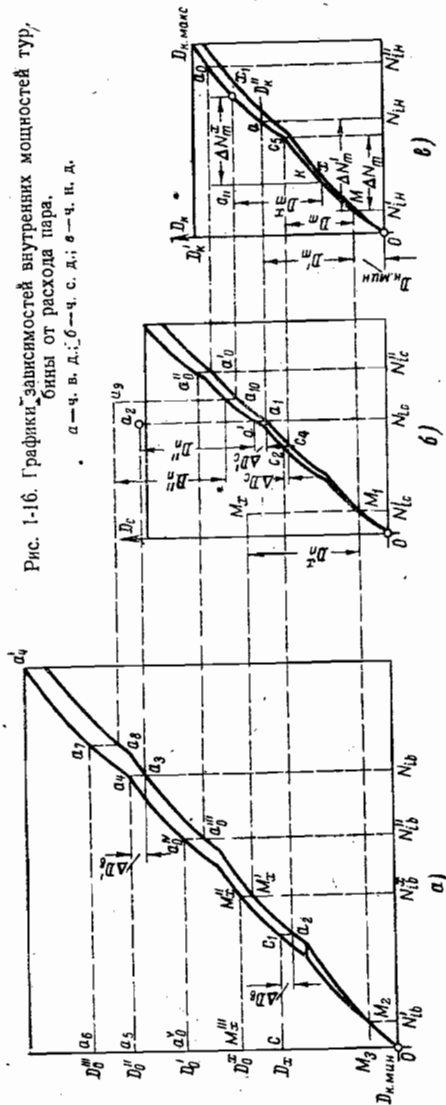
Рис. 1-15. Тепловой процесс турбины с двумя регулируемым отборами и тремя нерегулируемым отборами пара в *i-s*-диаграмме.

$\Delta N_{х.х.}^i$  — мощность, необходимая на преодоление сопротивлений при холостом ходе турбоагрегата, *квт*;

$h_i^a$ ,  $h_i^c$ ,  $h_i^h$ ,  $h_i^{IV}$ ,  $h_i^V$  и  $h_i^{VI}$  — полезно использованные теплоперепады, *ккал/кг*.

Для различных расходов пара  $D_0$  через турбину и в отборы, а также полезно использованных теплоперепадов  $h_i$ , полученных расчетным способом или экспериментально, строят графические зависимости  $N_i^a = f(D_0)$ ,  $N_i^c = \varphi(D^c)$  и  $N_i^h = \varphi(D^h)$  (рис. 1-16), которые кладут в основу построения диаграммы режимов.

Рис. 1-16. Графики зависимости внутренних мощностей турбины от расхода пара.



**Пример построения диаграммы режимов турбины с двумя регулируемыми отборами пара (регенерация включена)**

1. Линия конденсационного режима турбины ( $D_n=0; D_r=0$ ).

Для любой принятой мощности ч. н. д., например  $N'_{iн}$  (точка  $a_0$  на рис. 1-16,а), определяется расход пара  $D'_k$ . Из точки  $a_0$  проводится пунктирная ломаная линия  $a_0-a'_0-a''_0-a'''_0-a''_0^{iv}-a_0^v$ , которая позволяет определить мощности, развиваемые ч. с. д. ( $N'_{iс}$ ) и ч. в. д. ( $N'_{iв}$ ) и расход свежего пара через турбину ( $D'_0$ ). Электрическая мощность на зажимах генератора  $N'_g = N'_{iв} + N'_{iс} + N'_{iн} - \Delta N'_{x,x}$ ;  $\Delta N'_{x,x}$  — мощность, потребная для преодоления сопротивлений холостого хода при нагрузке  $N'_g$ . Откладывая значения  $D'_0$  и  $N'_g$ , получают точку  $a_x$  на диаграмме режимов (рис. 1-17), характеризующую режим работы турбины с регенерацией при  $D_n=0$  и  $D_r=0$ .

Аналогичным способом, принимая различные значения внутренних мощностей ч. н. д. и определяя графическим построением внутренние мощности ч. с. д. и ч. в. д., находят расход свежего пара  $D_0$  через турбину и подсчитывают электрическую мощность на зажимах генератора  $N_g$ . Откладывая значения  $D_0$  и  $N_g$  на рис. 1-17, получают необходимое количество точек для построения линии 2.

2. Линия режима турбины с минимальным пропуском пара через ч. н. д. ( $D_{к.мин}$ ) и нулевым теплофикационным отбором ( $D_r=0$ ).

Точка  $M$  (рис. 1-16,а) соответствует минимальному расходу пара через ч. н. д. ( $D_{к.мин}$ ), который заводы обычно принимают  $D_{к.мин} = (0,1 + 0,2) D_{к.макс}$ . Из точки  $M$  проводится пунктирная прямая линия  $M-M_1-M_2-M_3$ , позволяющая определить внутренние мощности ч. в. д.  $N'_{iв}$ , ч. с. д.  $N'_{iс}$  и ч. н. д.  $N'_{iн}$  (регенерация отключена). Электрическая мощ-

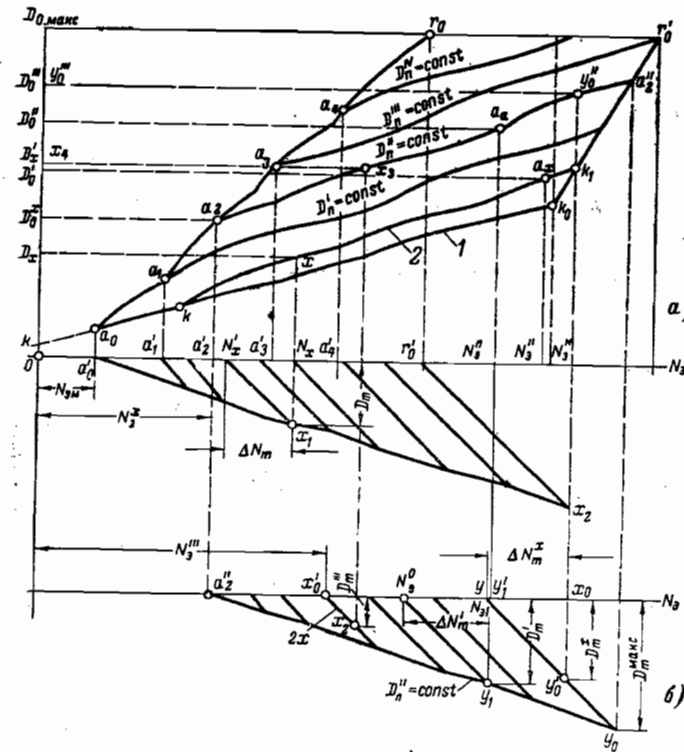


Рис. 1-17. Диаграмма турбины с двумя регулируемыми отборами пара. 1 — линия конденсационного режима турбины без регенерации; 2 — линия конденсационного режима турбины с регенерацией.

ность на зажимах генератора при расходе пара  $D_{к.мин}$  подсчитывается по уравнению

$$N_{эм} = N'_{iв} + N'_{iс} + N'_{iн} - \Delta N'_{x,x};$$

$\Delta N'_{x,x}$  принимается для мощности  $N_{эм}$  (точка  $a'_0$  на рис. 1-17).

Для любого значения  $D_n$  порядок подсчета  $N_g$  и  $D_0$  следующий. Для некоторого значения  $D_n^x$  (точка  $M_1$ ) откладывают по оси ординат значение  $D_n^x$  (точка  $M_x$  на рис. 1-16,б). Проведя пунктирную линию  $M_x-M'_x-M''_x-M''_x$  из точки  $M_x$ , находят внутреннюю мощность ч. в. д.  $N'_{iв}$  и расход свежего пара  $D_0^x$  через турбину. Электрическая мощность на зажимах генератора для этого режима

$$N_g^x = N'_{iв} + N'_{iс} + N'_{iн} - \Delta N'_{x,x};$$

$\Delta N'_{x,x}$  принимается для мощности  $N_g^x$ . Значениям  $N_g^x$  и  $D_0^x$  на диаграмме режимов соответствует точка  $a_2$  (рис. 1-17).

3. Линия режимов турбины с постоянным производственным отбором пара ( $D_n=const$ ) при нулевом теплофикационном отборе ( $D_r=0$ ).

Для любого принятого расхода пара через ч. н. д. турбины от  $D_{к.мин}$  до  $D_{к.макс}$  и принятого расхода пара на производство ( $D_n$ ) определяют мощности ч. н. д., ч. с. д. и ч. в. д. и расход свежего пара. Например, для  $D'_k$  (точка  $a$  на рис. 1-16,а) определяют  $N'_{iн}$ . Из точки  $a$  проводят пунктирную линию  $a-a'-a''-a_2-a_3-a_4-a_5$  и находят мощности  $N'_{iс}$  и  $N'_{iв}$ , а также расход свежего пара через турбину  $D'_0$

Таблица 1-11

Турбины паровые с производственным отбором пара (конструктивные, габаритные и весовые данные)

Тип турбины	П-0,75-35/5 (АП-0,75)	П-1,5-35/5 (АП-1,5)	П-2,5-35/5 (АП-2,5)	П-4-35/5 (АП-4)	П-6-35/5 (АП-6)	П-6-35/5 (АП-6-П)
Число ступеней	9	9	15	14	17	14
Формула проточной части:						
для ч. в. д.	K+3Д	K+3Д	K+4Д	K+5Д	K+6Д	K+5Д
для ч. н. д.	P+4Д	P+4Д	P+9Д	K+7Д	P+9Д	K+7Д
Ротор турбины:						
критическое число оборотов в 1 мин	3 160	3 020	1 885	1 800*	2 075	1 800
полная длина ротора, мм	2 200	2 228	3 230	4 247	3 641	4 247
пролет между осями подшипников, мм	1 745	1 773	2 819	2 930	3 103	2 930
средний диаметр последней ступени, мм	612	632	1 035	1 161	1 212	1 245
длина рабочих лопаток последней ступени, мм	64	93	162	179	282	230
наибольший диаметр по вершинам лопаток, мм	676	725	1 197	1 340	1 494	1 475
вес ротора, т	0,8	0,9	3,2	4,7	5,0	5,1
Полная длина турбины, мм	2 560	2 588	3 785	4 765	4 496	4 765
Полная длина турбоагрегата, мм	7 407	7 995	8 120	9 462	9 878	9 820
Число оборотов в минуту валопоротного устройства	в. п. у. нет	в. п. у. нет	Ручной привод	Ручной привод	Гидрав- лический привод	Ручной привод
Общий вес турбины, т	12	14 (с редук- тором и маслоси- стемой)	22,5 (с масло- систе- мой)	43,7	31,5 (с масло- систе- мой)	43,7
Вес наиболее тяжелой части турбины, т:						
при монтаже	3,5	5,8	9	11	7	11
при ревизии	2,5	2,5	5,5	8	10	8
Высота фундамента турбоагрегата, мм	3 120	3 120	4 725	5 500	4 500	5 500
Наименьшая высота подъема крюка мостового крана над полом машинного зала, мм	2 300	2 300	4 000	4 800	4 500	4 800

Примечание. Турбины выполнены одноцилиндровыми.

Таблица 1-12

Турбины паровые с производственным отбором пара (нерегулируемые отборы пара на регенерацию при номинальных параметрах пара, регулируемого отбора и мощности)

Тип турбины	Отбор пара на подогреватель и деаэрактор	Отбор за ступенью, №	Греющий пар		
			Давление, ата	Температура, °С	Количество, т/ч
П-0,75-35/5 (АП-0,75)	1-й отбор регулируемый (ПВД) 2-й отбор (деаэрактор) 3-й отбор (ПНД)	4	5,0	250	0,8
		5	1,2	130	0,6
		6	1,05	120	0,1
П-1,5-35/5 (АП-1,5)	1-й отбор регулируемый (ПВД) 2-й отбор (деаэрактор) 3-й отбор (ПНД)	4	5,0	250	1,4
		5	1,2	130	1,15
		7	1,05	120	0,116
П-2,5-35/5 (АП-2,5)	1-й отбор регулируемый (ПВД) 2-й отбор (деаэрактор) 3-й отбор (ПНД)	5	5,0	250	2,16
		9	1,2	130	1,84
		11	1,05	120	—
П-4-35/5 (АП-4)	1-й отбор регулируемый   ПВД деаэрактор	6	5	257	2,3
			5/1,2	257	0,5
	2-й отбор (ПНД)	9	0,7	132	1,2
П-6-35/5 (АП-6)	1-й отбор регулируемый (ПВД) 2-й отбор (деаэрактор) 3-й отбор (ПНД)	7	5,0	240	4,76
		13	1,2	130	4,16
		15	1,05	120	0,096
П-6-35/5 (АП-6-П)	1-й отбор регулируемый   ПВД деаэрактор	6	5,0	244	3,3
			5/1,2	244	0,5
	2-й отбор (ПНД)	9	0,7	108	2,05

Таблица 1-13

Турбины паровые с теплофикационным отбором пара (технические данные)

Тип турбины	Турбины с номинальной мощностью					Т-50-130* (BT-50-1)	Т-100-130* (BT-100-1)
	Т-4-35 (AT-4)	Т-6-35 (AT-6)	Т-12-35 (AT-12-2)	Т-25-50 (BT-25-4)	Т-25-90 (BT-25-5)		
Завод-изготовитель	НЗЛ	НЗЛ	БМЗ	БМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ
Номинальная мощность, кВт	4 000	6 000	12 000	25 000	25 000	50 000	100 000
Давление свежего пара, ата	35	35	35	90	90	130	130
Температура свежего пара, °С	435	435	435	500	535	565	565
Число нерегулируемых отборов	2	2	2	4	5	5	7
Температура питательной воды, °С	154	158	156	211	223	230	229
Давление отработавшего пара, ата	0,04	0,05	0,04	0,035	0,05	0,05	0,054
Расход охлаждающей воды, м³/ч	1 400	1 850	2 800	5 000	5 000	7 000	16 000
Теплофикационный отбор пара: давление, ата	1,2—2,5	1,2—2,5	1,2	1,2	1,2	0,5—2	0,5—2 (в нижнем отборе)
температура, °С	127—185	127—185	166	104	104	0,6—2,5 (в верхнем отборе)	0,6—2,5 (в верхнем отборе)
величина отбора, т/ч	22	35	65	100	90	180**	310**
Расход свежего пара при номинальной нагрузке и номинальной величине теплофикационного отбора, т/ч	28,4	42,3	81,5	135	130	245,5	445
Удельный расход пара при номинальной нагрузке и номинальной величине теплофикационного отбора, кг/квт·ч	7,1	7,05	6,64	5,42	5,16	4,9	4,2
Расход пара при номинальной нагрузке (конденсационный режим), т/ч	19,6	27,9	56,5	103	100	144 (при 40 000 кВт)	360
Максимальный расход пара, т/ч:							
через ч. в. д.	32	47,6	90	159	150	268	460
через ч. н. д.	17	25	80	100	80	135	260

\* Турбины в ГОСТ 3618-58 не вошли.

\*\* Суммарная величина отбора.

Примечания. 1. Максимальная мощность  $N_{\text{макс}} = 1,2 N_{\text{ном}}$ .  
2. Температура охлаждающей воды 20° С.



Таблица 1-14

Турбины паровые с теплофикационным отбором пара (конструктивные, габаритные и весовые данные)

Тип турбины	Т-4-35 (АТ-4)		Т-6-35 (АТ-6)		Т-12-35 (АТ-12-2)		Т-25-90 (ВТ-25-4)		Т-25-90 (ВТ-25-5)		Т-50-130 (ВТ-50-1)		Т-100-130 (ВТ-100-1)	
	1	15	1	15	1	16	1	20	1	25	2	25	3	25
Число цилиндров	1	15	1	15	1	16	1	20	1	25	2	25	3	25
Число ступеней	1	15	1	15	1	16	1	20	1	25	2	25	3	25
Формула проточной части:	К+8Д	К+8Д	К+8Д	К+8Д	К+11Д	К+11Д	К+15Д	К+15Д	Р+21Д	Р+21Д	К+20Д	К+20Д	К+8Д	К+8Д
для ч. в. д.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
для ч. с. д.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
для ч. н. д.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ротор турбины:	Р+5Д	Р+5Д	Р+5Д	Р+5Д	Р+3Д	Р+3Д	Р+3Д	Р+3Д	Р+2Д	Р+2Д	Р+1Д+Р+1Д	Р+1Д+Р+1Д	Р+1Д	Р+1Д
критическое число оборотов в минуту	1940	1940	1840	1840	2000	2000	1850	1850	1709	1709	1800	1800	2210	2210
полная длина ротора, мм	4247	4247	4247	4247	4500	4500	5850	5850	7207	7207	6266	6266	6171	6171
пролет между осями подшипников, мм	2930	2930	2930	2930	3437	3437	4525	4525	5000	5000	3704	3704	3704	3704
средний диаметр последней ступени, мм	1161	1161	1245	1245	1525	1525	1678	1678	1678	1678	850	850	875	875
длина рабочих лопаток последней ступени, мм	179	179	230	230	320	320	432	432	462	462	51,5	51,5	80	80
наибольший диаметр по вершинам лопаток, мм	1340	1340	1475	1475	1845	1845	2110	2110	2140	2140	4,52	4,52	18,9	18,9
вес ротора, т	4,7	4,7	5,15	5,15	7,67	7,67	14,6	14,6	15,4	15,4	13,618	13,618	14,1	14,1
Полная длина турбины, мм	4825	4825	4765	4765	6100	6100	7460	7460	8160	8160	23000	23000	18571	18571
Полная длина турбоагрегата, мм	9470	9470	9820	9820	12194	12194	16000	16000	16300	16300	3,33	3,33	28000	28000
Число оборотов валоповоротного устройства, об/мин	Ручной привод	Ручной привод	43,4	43,4	66	66	140	140	140	140	240	240	415	415
Общий вес турбины, т	10,5	10,5	13,8	13,8	16	16	37	37	35	35	45	45	72	72
Вес наиболее тяжелой части турбины, т:	7,6	7,6	10	10	10	10	25	25	23	23	23	23	38	38
при монтаже	5,500	5,500	5,500	5,500	7000	7000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
при ревизии	4,800	4,800	4,800	4,800	5500	5500	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
Высота фундамента турбоагрегата, мм	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
Наименьшая высота подъема крюка мостового крана над полом машинного зала, мм	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800

Таблица 1-15  
Турбины паровые с теплофикационным отбором пара (нерегулируемые отборы пара на регенерацию при номинальных параметрах регулируемого отбора пара и мощностях)

Тип турбины	Отбор пара на подогреватель и деаэратор	Отбор за ступенью, №	Греющий пар		
			Давление, ата	Температура, °С	Количество, т/ч
Т-4-35 (АТ-4)	1-й отбор (ПВД)	4	5,98	268	2,57
	2-й отбор — регулируемый (деаэратор)	9	1,2	127	—
	3-й отбор (ПНД)	10	0,65	99	1,41
Т-6-35 (АТ-6)	1-й отбор (ПВД)	4	6,85	265	4,2
	2-й отбор — регулируемый (деаэратор)	9	1,2	132	—
	3-й отбор (ПНД)	10	0,66	88	2,17
Т-12-35 (АТ-12-2)	1-й отбор (ПВД)	6	7,13	297	7,55
	2-й отбор — регулируемый (деаэратор)	12	1,2	110	1,2
	3-й отбор (ПНД)	14	0,278	67	0,2
Т-25-90 (ВТ-25-4)	1-й отбор (ПВД № 5)	5	25,7	360	7,9
	2-й отбор (ПВД № 4) (деаэратор)	8	14,4	293	7,4
	3-й отбор (ПНД № 3)	12	5,5	193	9+2,4*
	4-й отбор — регулируемый (ПНД № 2)	16	1,2	104	—
	5-й отбор (ПНД № 1)	18	Отключен		1,2*
Т-25-90 (ВТ-25-5)	1-й отбор (ПВД № 5)	9	27,2	395	3,65+2,5*
	2-й отбор (ПВД № 4)	13	16,8	340	7,6
	3-й отбор (деаэратор)	16	11,7/6	300	1,3+1,5*
	4-й отбор (ПНД № 3)	19	4,2	205	7,5
	5-й отбор — регулируемый (ПНД № 2)	22	1,2	104	1,3
	6-й отбор (ПНД № 1)	23	Отключен		1,5*
Т-50-130 (ВТ-50-1)**	1-й отбор (ПВД № 7)	9	34	395	10,45+1,5*
	2-й отбор (ПВД № 6)	11	21,95	345	14,35
	3-й отбор (ПВД № 5) (деаэратор)	14	11,25	270	5,8
	4-й отбор (ПНД № 4)	17	11,25/6	270	3,3
	5-й отбор (ПНД № 3)	19	5,4	197	2,2+5,65*
	6-й отбор — регулируемый (ПНД № 2)	21	2,95	140	5,4
	7-й отбор — регулируемый (ПНД № 1)	23	1,75	115	0,8
Т-100-130 (ВТ-100-1)	1-й отбор (ПВД № 7)	9	33,6	390	19,05+1,9*
	2-й отбор (ПВД № 6)	11	21,75	335	25,4
	3-й отбор (ПВД № 5) (деаэратор)	14	11,3	260	10,3
	4-й отбор (ПНД № 4)	14	11,3	260	7,2
	5-й отбор (ПНД № 3)	17	5,42	190	10,6+5,75*
	6-й отбор (ПНД № 2)	19	2,79	130	23,75
	7-й отбор (ПНД № 1)	21 (регул.)	0,821	94	7,42

\* Пар на уплотнениях.  
\*\* Режим при нагрузке ~ 51 000 кат. Нагрев сетевой воды в двух бойлерах от 70 до 112° С. Охлаждающая вода в конденсаторе циркуляционная.

для принятого расхода пара на производство  $D''_n$ .

Электрическая мощность на зажимах генератора

$$N'_g = N_{i_a} + N_{i_c} + N_{i_n} - \Delta N'_{x,x'}$$

$\Delta N'_{x,x'}$  подсчитывается для мощности  $N'_g$ .

На диаграмме режимов (рис. 1-17,а) точка  $a_a$  соответствует  $N'_g$ ,  $D''_0$  и  $D''_n$ . Для других значений  $D'_x$  и  $D''_n$  производятся аналогичные вычисления, позволяющие построить линии  $D''_n = \text{const}$ .

4. Линия режимов турбины с предельными теплофикационными отборами пара  $D'_T$  при различных постоянных величинах производственного отбора ( $D''_n = \text{const}$ )

При конденсационном режиме с регенерацией ( $D''_n = 0$ ) для любой точки на линии  $a_0 - k - x - a_x - k_x$  (рис. 1-17,а), построенной в предположении  $D'_T = 0$ , определяют предельно допустимый расход  $D'_T$  на теплофикацию и поправку на мощность  $\Delta N'_T$ . Например, для точки  $x$  расход свежего пара через турбину соответствует значениям  $D'_x$  и мощности  $N'_x$ . Откладывая значение  $D'_x$  (рис. 1-16,а) и проводя ломаную линию  $c - c_1 - a_2 - c_2 - c_4 - c_5$ , определяют предельный расход пара на теплофикацию  $D'_T$  и поправку на мощность  $\Delta N'_T$  (рис. 1-16,б); численное значение

$$D'_T = D'_x - \Delta D'_a - \Delta D'_c - D'_{к.мин};$$

величины  $D'_T$  и  $\Delta N'_T$  наносят на диаграмму режимов (точка  $x_1$  на рис. 1-17,а), и определяют режим турбины с расходом свежего пара  $D'_x$ , отбором на теплофикацию  $D'_T$  и мощностью

$$N'_x = N'_x - \Delta N'_T.$$

Аналогичные построения и вычисления позволяют нанести линию  $a'_0 - x_1 - x_2$  предельных отборов пара на теплофикацию при  $D''_n = 0$ .

При конденсационном режиме с регенерацией  $D''_n = \text{const}$  для любой точки диаграммы режимов (рис. 1-17,а) на линии

$D''_n = \text{const}$ , построенной при  $D'_T = 0$ , графически определяют предельный расход пара  $D'_T$  и поправку на мощность  $\Delta N'_T$ . Например, для точки  $a_a$  на линии  $a_2 - a_a - a'_2$  находят  $D''_0$  и  $N'_g$ . Откладывая  $D''_0$  (рис. 1-16,а) и проводя ломаную линию  $a_3 - a_4 - a_5 - a_2 - a' - a_1 - a$ , находят  $D'_T$  и  $\Delta N'_T$  (рис. 1-16,б); численное значение

$$D'_T = D''_0 - \Delta D'_a - D''_n - \Delta D'_c - D'_{к.мин};$$

$D'_T$  и  $\Delta N'_T$  наносят на диаграмму режимов (точка  $y'_1$  на рис. 1-17,б) и находят электрическую мощность на зажимах генератора  $N'_g = N'_g - \Delta N'_T$ . Аналогичные построения позволяют нанести линию предельных отборов  $D'_T$  при режимах работы турбины с  $D''_n = \text{const}$ .

Линия  $a'_2 - y_1 - y_0$  нанесена для режима турбины с максимальным  $D'_T$  при  $D''_n = \text{const}$ .

Для любого отбора пара на теплофикацию  $D'_T < D'^{\max}_T$  и заданного производственного отбора пара  $D''_n = \text{const}$ , определяемого на линии  $y - y_0$  точкой  $y'_0$  (рис. 1-17,б) можно определить расход свежего пара и мощность турбины следующим способом. Из точки  $y'_0$  проводят пунктирную линию  $y'_0 - y''_0 - y'''_0$  и находят расход свежего пара через турбину  $D''_0$ . Откладывая значение  $D''_0$  (точка  $a_a$  на рис. 1-16,а) и проводя из последней пунктирную линию  $a_8 - a_7 - a_8 - a_9 - a_{10} - a_{11} - x_1$ , находят поправку на мощность  $\Delta N'_T$ , вырабатываемую теплофикационным отбором пара  $D'_T$ . Мощность  $\Delta N'_T$  откладывают на графике (рис. 1-17,б) от точки  $x_0$  и определяют электрическую мощность на зажимах генератора  $N'_{g1}$ .

Аналогичным способом определяют расход свежего пара  $D'_0$ , поправку к мощности  $\Delta N'_T$  и мощность турбины  $N'_g$  для любых значений  $D'_T$  при заданных величинах  $D''_n = \text{const}$ .

С достаточной для практических целей степенью точности без приведенных выше вычислений можно опреде-

лять расход свежего пара через турбину по ее мощности и значению  $D'_T$  непосредственно по диаграмме (рис. 1-17). Например, для заданных значений  $N'_g$  и  $D'_T$  при  $D''_n = \text{const}$  из точки  $x_2$  (рис. 1-17,б) проводят пунктирную линию  $x_2 - x_3 - x_4$  и находят расход свежего пара  $D'_x$ .

Предельно возможные отборы пара на теплофикацию для других постоянных значений  $D''_n = \text{const}$  строят аналогичным способом так же, как и для  $D''_n = \text{const}$ .

#### 1-9. КОНДЕНСАЦИОННЫЕ ТУРБИНЫ С РЕГУЛИРУЕМЫМИ ОТБОРАМИ ПАРА

Турбины с регулируемым отбором пара по сравнению с чисто конденсационными конструктивно более сложны. Регулирование расхода как свежего пара, так и при перепуске пара из камер регулируемых отборов, осуществляется сопловым способом. Для перепуска пара из камер регулируемых отборов к последующим ступеням турбины чаще применяются специальные поворотные диафрагмы.

Поддержание заданных давлений в отборах при изменении электрической мощности турбины осуществляется системами связного регулирования.

При отключенных регулируемых отборах турбины, как правило, развивают номинальные мощности.

Технические характеристики турбин с производственными и теплофикационными отборами пара представлены в табл. 1-10—1-20. Типы комплектующего оборудования даны в приложениях II, III и IV. В приложении V приведен перечень турбин, выпускаемых КТЗ, и их основные технические данные.

Диаграммы режимов отдельных серийных турбин представлены на рис. 1-18—1-42.

#### 1-10. ТУРБИНЫ С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ

Турбины этого типа предназначены для работы по тепловому графику; тепло отработавшего пара используется для технологических целей.

Турбины с противодавлением 31 ата устанавливаются в качестве предвключенных при надстройках электростанций среднего давления (29 ата и 400° С).

Технические характеристики турбин с противодавлением приведены в табл. 1-21 и 1-22; типы комплектующего оборудования даны в приложении VI. В приложении VII приведен перечень типов турбин, выпускаемых КТЗ, и их основные технические данные.

Таблица 1-10

Турбины паровые с производственным отбором пара (технические данные)

Тип турбины	П-0,75-35/5	П-1,5-35/5	П-2,5-35/5	П-4-35/5	П-6-35/5	П-6-35/5-II
	(АП-0,75)	(АП-1,5)	(АП-2,5)	(АП-4)	(АП-6)	(АП-6-II)
Завод-изготовитель	КТЗ	КТЗ	КТЗ	НЗЛ	КТЗ	НЗЛ
Номинальная мощность, <i>квт</i>	750	1500	2500	4000	6000	6000
Число регулируемых отборов пара	2	2	2	1	2	1
Температура питательной воды, °С	150	150	150	147	150	147
Давление отработавшего пара, <i>ата</i>	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05	0,04
Расход охлаждающей воды, <i>м³/ч</i>	300	550	770	1400	1850	2000
Производственный отбор пара:						
давление, <i>ата</i>	5	5	5	5	5	5
температура, °С	250	250	250	257	230	244
величина отбора, <i>т/ч</i>	7	12	18	25	40	40
Расход свежего пара при номинальной нагрузке и номинальной величине производственного отбора, <i>т/ч</i>	9,8	17,5	26,2	36	55,8	53,8
Удельный расход пара при номинальной нагрузке и номинальной величине производственного отбора, <i>кг/квт·ч</i>	13,1	11,6	10,5	9	9,3	8,97
Расход свежего пара при номинальной нагрузке (конденсационный режим), <i>т/ч</i>	4,9	9,25	13,1	20,6	28,2	29,8

Примечания. 1. Максимальная мощность  $N_{\max} = 1,2 N_{\text{ном}}$ .  
2. Турбины типов П-0,75-35/5 и П-1,5-35/5 имеют число оборотов 8000 в 1 мин и работают через редуктор.  
3. Параметры свежего пара 35 ата и 435° С.  
4. Температура охлаждающей воды 20° С.

Таблица 1-16

Турбины паровые с теплофикационным отбором (гарантийные данные по экономичности при различных нагрузках)

1. Турбина типа Т-25-90 (ВТ-25-5)

Мощность на зажимах генератора, квт	Коэффициент полезного действия генератора, %	Количество отбираемого пара при $p_T = 1,2 \text{ атм}$ , т/ч	Температура питательной воды, °С	Удельный расход пара, кг/квт·ч
25 000	98,2	90	220	5,16
25 000	98,2	38	211	4,45
20 000	98,1	38	201	4,53
15 000	98,0	38	190	4,85
25 000*	98,2	0	206	3,96

2. Турбина типа Т-90-130 (ВТ-50-1)

Мощность на зажимах генератора, квт	Коэффициент полезного действия генератора, %	Давление пара в регулируемом отборе, атм	Тепло, отданное потребителю, Гкал/ч	Температура сетевой воды на входе, °С	Температура питательной воды, °С	Удельный расход пара, кг/квт·ч
50 000	98,6	1,7	91,5	70	230	4,90
54 700	98,6	1,0	91,5	50,8	230	4,48
40 000*	98,3	0	0	—	201,5	3,60
52 500	98,6	1,3	92,5	56	230	4,67
56 600	98,6	0,8	92,5	35,4	230	4,33
40 000	98,3	0,5	29	15	205	4,00

3. Турбина типа Т-100-130 (ВТ-100-1)

Мощность на зажимах генератора, квт	Коэффициент полезного действия генератора, %	Давление в регулируемом отборе, атм	Тепло, отданное потребителю, Гкал/ч	Температура питательной воды, °С	Удельный расход пара, кг/квт·ч
105 000	98,7	0,8	160	229	4,2
98 000	98,7	1,3	160	229	4,5
80 000	98,7	0,5	50	210	3,88
80 000*	98,7	—	0	205	3,53

\* Регулятор давления в отборе выключен.

Таблица 1-17

Турбины паровые с производственным и теплофикационным отборами пара (технические данные)

Тип турбины	ПТ-12-35/10 (АПТ-12-1)	ПТ-12-90/10 (ВПТ-12)	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-3)	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-4)	ПТ-50-90/13 (ВПТ-50-2)	ПТ-50-130/13 (ВПТ-50-3)	ПТ-50-130/7 (ВПТ-50-4)
Завод-изготовитель	БМЗ	КТЗ	УТМЗ	УТМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	УТМЗ
Номинальная мощность, квт	12 000	12 000	25 000	25 000	50 000	50 000	50 000
Давление свежего пара, атм	35	90	90	90	90	130	130
Температура свежего пара, °С	435	535	500	535	535	565	565
Число нерегулируемых отборов	2	2	3	4	5	5	5
Температура питательной воды, °С	152	215	203	218	222	232	230
Давление отработавшего пара, атм	0,04	0,035	0,035	0,05	0,03	0,03	0,056
Расход охлаждающей воды, м³/ч	2 800	2 000	5 000	5 000	8 000	8 000	7 000

Продолжение табл. 1-17

Тип турбины	ПТ-12-35/10 (АПТ-12-1)	ПТ-12-90/10 (ВПТ-12)	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-3)	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-4)	ПТ-50-90/13 (ВПТ-50-2)	ПТ-50-130/13 (ВПТ-50-3)	ПТ-50-130/7 (ВПТ-50-4)
Производственный отбор пара:							
давление, атм	10	10	10	10	13	13	7
температура, °С	290	283	257	278	295	275	220
величина отбора, т/ч	50	35	72	70	140	115	118
Теплофикационный отбор пара:							
давление, атм	1,2	0,7—2,5	1,2	1,2	1,2—2,5	1,2—2,5	Верхний — 0,6—2,5 Нижний — 0,5—2,0 102 и 85 120*
температура, °С	104	112	104	110	104	104	
величина отбора, т/ч	40	25	54	53	100	86	
Расход свежего пара при номинальной нагрузке и номинальных величинах обоих отборов, т/ч	119	82,6	167	160	337,5	300,5	274
Удельный расход пара при номинальной нагрузке и номинальных величинах обоих отборов, кг/квт·ч	9,1	6,85	6,66	6,40	6,75	6,01	5,48
Величина максимального производственного отбора пара, т/ч	80	47,4	130	125	230	230	160
Величина максимального теплофикационного отбора, т/ч	65	25	100	92	160	160	120
Расход пара при номинальной нагрузке с максимальным производственным отбором (теплофикационный отбор выключен), т/ч	113	82	185	181	366	353	274,5
Расход пара при номинальной нагрузке с максимальным теплофикационным отбором (производственный отбор выключен), т/ч	81,5	61,2	140	131	252	240	255 Производственный отбор 67 т/ч
Расход пара при номинальной нагрузке (конденсационный режим), т/ч	57	52,4	104	99	198	185	147,4 при 40 000 квт
Максимальный расход пара, т/ч:							
через ч. в. д.	115	91	200	190	385	370	299,8
ч. с. д.	85	38	120	113	181	175	190
ч. н. д.	50	39	100	80	130	130	135

\* Суммарная величина отбора.

Примечания. 1. Максимальная мощность  $N_{\text{макс}} = 1,2 N_{\text{ном}}$ .  
2. Номинальная температура охлаждающей воды 20° С.



Таблица 1-20

Турбины паровые с производственным и теплофикационным отборами пара (гарантийные данные по экономичности при различных нагрузках)

1. Турбина типа ПТ-50-130/7 (ВПТ-50-4)

Мощность на зажимах генератора, <i>квт</i>	Коэффициент полезного действия генератора, %	Количество отбираемого пара при давлении $P_{II} = 7 \text{ ата}$ , <i>т/ч</i>	Тепло, отданное потребителю, <i>Гкал/ч</i>	Давление пара в теплофикационном отборе, <i>ата</i>	Температура сетевой воды на входе, $^{\circ}\text{C}$	Удельный расход пара, <i>кг/квт·ч</i>	Температура питательной воды, $^{\circ}\text{C}$
50 000	98,6	118	40	0,95	51	5,48	230
50 000	98,6	160	0	—	—	5,50	230
50 000	98,6	67	60	1,1	52,5	5,10	227
40 000*	98,3	0	0	—	—	3,64	198

2. Турбины с давлением производственного отбора 10 ата

Тип турбины	Мощность на зажимах генератора, <i>квт</i>	Коэффициент полезного действия генератора, %	Количество отбираемого пара, <i>т/ч</i>		Температура питательной воды, $^{\circ}\text{C}$	Удельный расход пара, <i>кг/квт·ч</i>
			при $P_{II} = 10 \text{ ата}$	при $P_{II} = 1,2 \text{ ата}$		
ПТ-12-90/10 (ВПТ-12)	12 000	97,0	35	25	215	6,85
	12 000	97,0	—	—	215	4,36
	12 000	97,0	—	—	46	3,69
ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-4)	25 000	98,2	68	51	222	6,45
	25 000	98,2	0	90	211	5,30
	25 000*	98,2	0	0	200	4,03
	20 000	98,1	48	38	207	6,28
	16 000	98,0	38	38	200	6,55

3. Турбины с давлением производственного отбора 13 ата

Тип турбины	Мощность на зажимах генератора, <i>квт</i>	Коэффициент полезного действия генератора, %	Количество отбираемого пара, <i>т/ч</i>		Температура питательной воды, $^{\circ}\text{C}$	Удельный расход пара, <i>кг/квт·ч</i>
			при $P_{II} = 13 \text{ ата}$	при $P_{II} = 1,2 \text{ ата}$		
ПТ-50-90/13 (ВПТ-50-2)	50 000	98,6	140	100	222	6,75
ПТ-50-130/13 (ВПТ-50-3)	50 000	98,6	115	86	232	6,01
	50 000	98,6	0**	160	225	4,85
	50 000	98,6	230	0	245	7,35
	40 000	98,5	95	75	230	6,15

\* Регуляторы давления в отборах выключены.  
\*\* Давление в камере производственного отбора 16 ата.

Таблица 1-21

Паровые турбины с противодавлением (технические данные)

Тип турбины	Завод-изготовитель	Номинальная мощность, <i>квт</i>	Давление свежего пара, <i>ата</i>	Температура свежего пара, $^{\circ}\text{C}$	Противодавление, <i>ата</i>	Число регулируемых отборов пара	Расход пара при номинальной нагрузке, <i>т/ч</i>	Удельный расход пара при номинальной нагрузке, <i>кг/квт·ч</i>	Расход пара при максимальной нагрузке, <i>т/ч</i>	Удельный расход пара при максимальной нагрузке, <i>кг/квт·ч</i>	Максимально допустимая температура охлаждающей воды на маслоохладителе при номинальной мощности, $^{\circ}\text{C}$	Количество охлаждающей воды на маслоохладителе, <i>м³/ч</i>	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-6-90/31 (BP-6-3)	P-6-35/10 (AP-6-11)	P-6-35/5 (AP-6-6)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-4-35/3 (AP-4-3)	P-2-3-35/5 (AP-2-3-5)	P-2-3-35/3 (AP-2-3-3)	P-1-3-35/15 (AP-1-3-15)	P-1-3-15/3 (OP-1-3-15)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)
-------------	--------------------	----------------------------------	-----------------------------------	--	-----------------------------	---------------------------------	--	--	---	---	---	---	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	--------------------	---------------------	-------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Паровые турбины с противодавлением (конструктивные, габаритные и весовые данные)

Тип турбины	П-1,5-35/5 (АП-1,5-3)		П-1,5-35/5 (АП-1,5-15)		П-2,5-35/5 (АП-2,5-3)		П-2,5-35/5 (АП-2,5-5)		П-4,35/3 (АП-4-3)		П-4,35/10 (АП-4-11)		П-6,35/5 (АП-6-5)		П-6,35/10 (АП-6-11)		П-6,35/3 (АП-6-3)		П-12,90/31 (БП-12-31)		П-25,90/31 (БП-25-1)		П-25,90/18 (БП-25-2)		П-25,90/31 (БП-1-25-1)		П-25,90/18 (БП-1-25-2)	
	Р+8Д	Р+3Д	К+9Д	Р+8Д	К+9Д	Р+8Д	К+9Д	Р+5Д	К+9Д	Р+5Д	К+9Д	Р+5Д	К+12Д	Р+5Д	К+12Д	Р+6Д	К+8Д	Р+7Д	Р+9Д									
Число ступеней	9	4	10	9	10	9	6	6	10	6	6	13	5	7	9	8	10											
Формула проточной части	Р+8Д	Р+3Д	К+9Д	Р+8Д	К+9Д	Р+8Д	К+9Д	Р+5Д	К+9Д	Р+5Д	К+9Д	К+12Д	К+4Д	К+6Д	К+8Д	Р+7Д	Р+9Д											
Критическое число оборотов в минуту	2 375	2 240	2 350	1 930	2 350	1 930	2 350	2 350	2 350	2 350	2 350	2 400	3 840	3 875	3 675	3 650	3 650											
Полная длина турбины, мм	2 523	2 367	2 524	2 630	2 524	2 630	3 158	3 158	2 524	2 524	3 158	4 870	—	3 936	3 936	3 936	3 936											
Полная длина всего турбоагрегата, мм	2 105	1 952	2 110	2 218,5	2 110	2 218,5	1 956	1 956	2 110	2 110	1 956	2 730	1 898	3 020	3 020	3 020	3 020											
Наибольший диаметр по вершинам лопаток, мм	906	894	920	922	920	922	1 139	1 139	920	920	1 139	660	900	947	917	947	967											
Вес, т	2	1,5	2	2	2	2	1,6	2,15	2	2	1,8	1,9	2,3	4,8	5,6	4,2	4,5											
Полная длина турбины, мм	2 966	2 810	3 085	3 193	3 085	3 193	3 736	3 678	3 083	3 083	3 678	4 870	—	5 130	5 130	6 375	6 375											
Полная длина всего турбоагрегата, мм	6 967	6 864	7 416	7 520	7 416	7 520	8 400	8 750	7 990	7 990	8 400	10 095	9 295	13 830	13 830	14 720	14 720											
Число оборотов в 1 мин валоповоротного устройства	17,5	15	17,8	17,5	17,8	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	3	0,5	3	3	3	3											
Общий вес турбины, т	5	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	41	20,7	75,4	77,6	76	78											
Вес наиболее тяжелой части турбины, т	3 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 500	5 000	5 000	5 000	5 000	5 500	6 000	8 000	8 000	8 000	8 000											
Высота фундамента турбоагрегата, мм	4 000	3 500	4 000	4 000	4 000	4 000	4 800	4 800	4 000	4 000	4 800	4 100	4 000	7 300	7 300	7 300	7 300											
Наименьшая высота подъема крана мостового крана над полом машинного зала, мм	4 000	3 500	4 000	4 000	4 000	4 000	4 800	4 800	4 000	4 000	4 800	4 100	4 000	7 300	7 300	7 300	7 300											

Ручной привод

Примечание. Турбины выполнены одноцикловыми.

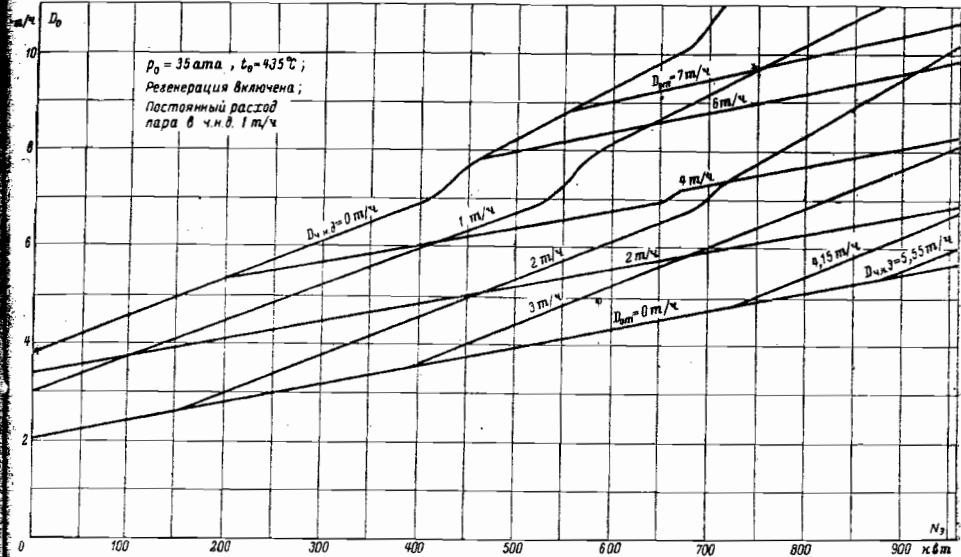


Рис. 1-18. Диаграмма режимов турбины типа П-0, 75-35/5 (АП-0,75).

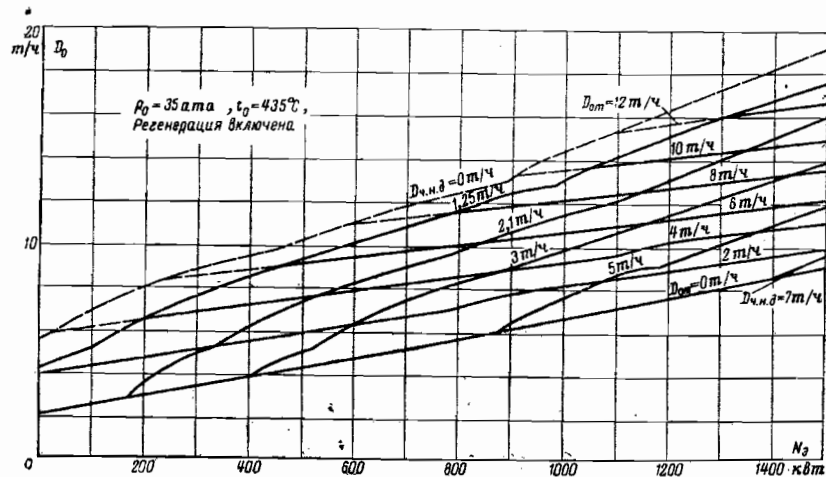


Рис. 1-19. Диаграмма режимов турбины типа П-1, 5-35/5 (АП-1,5).



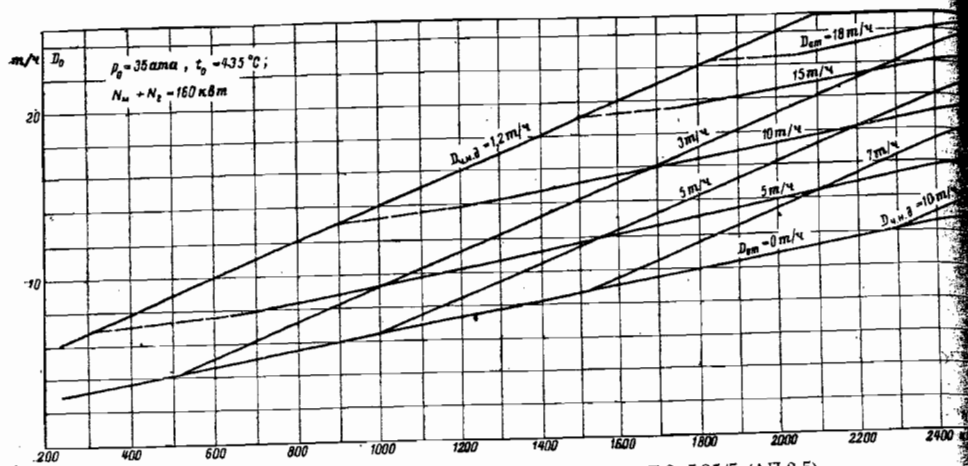


Рис. 1-20. Диаграмма режимов турбины типа П-2, 5-35/5 (АП-2,5).

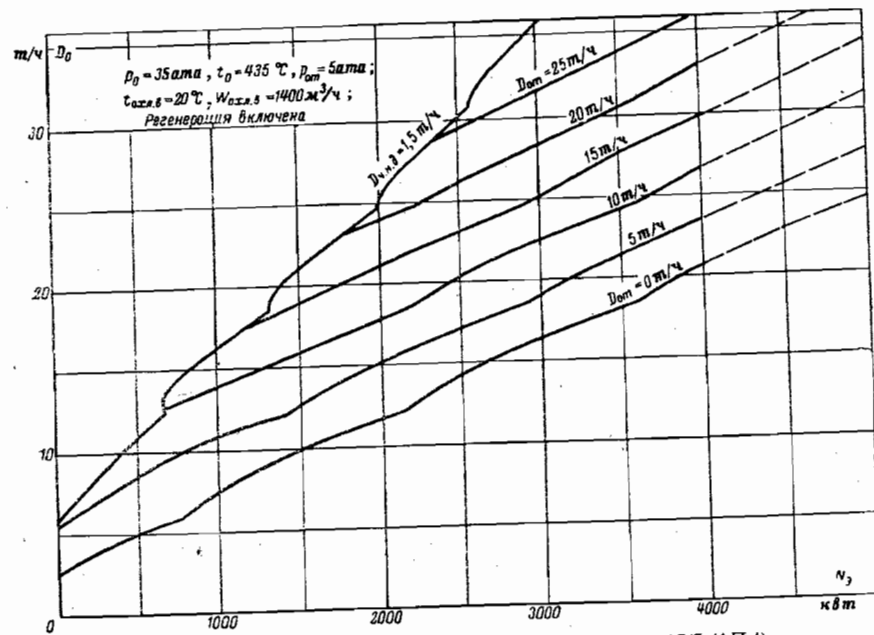


Рис. 1-21. Диаграмма режимов турбины типа П-4-35/5 (АП-4).

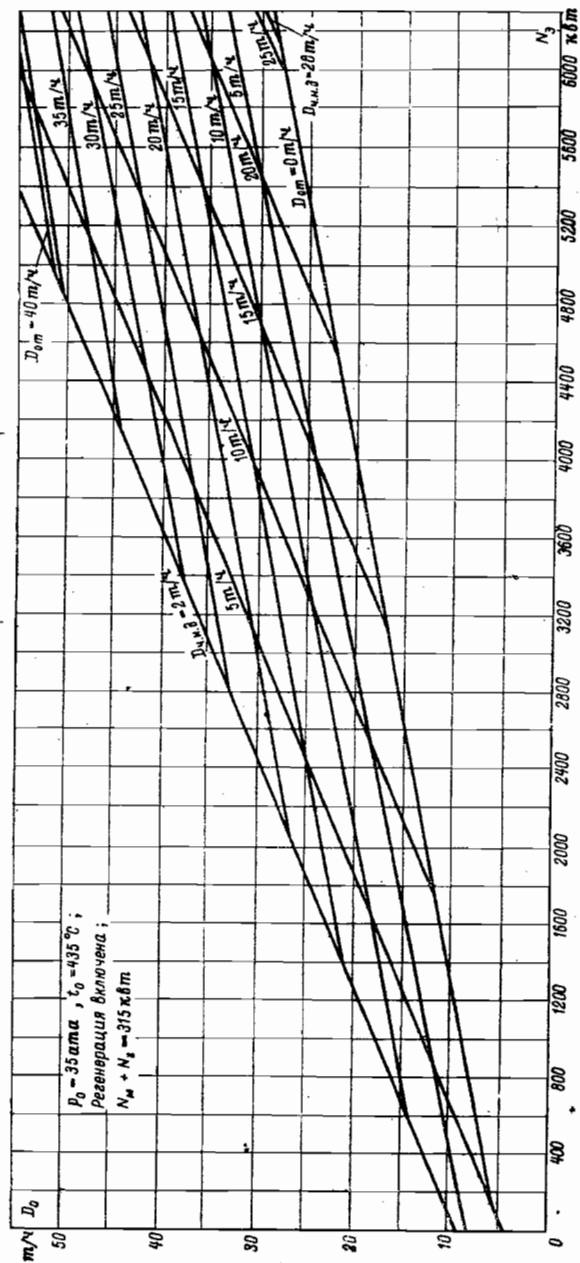


Рис. 1-22. Диаграмма режимов турбины типа П-6-35/5 (АП-6).

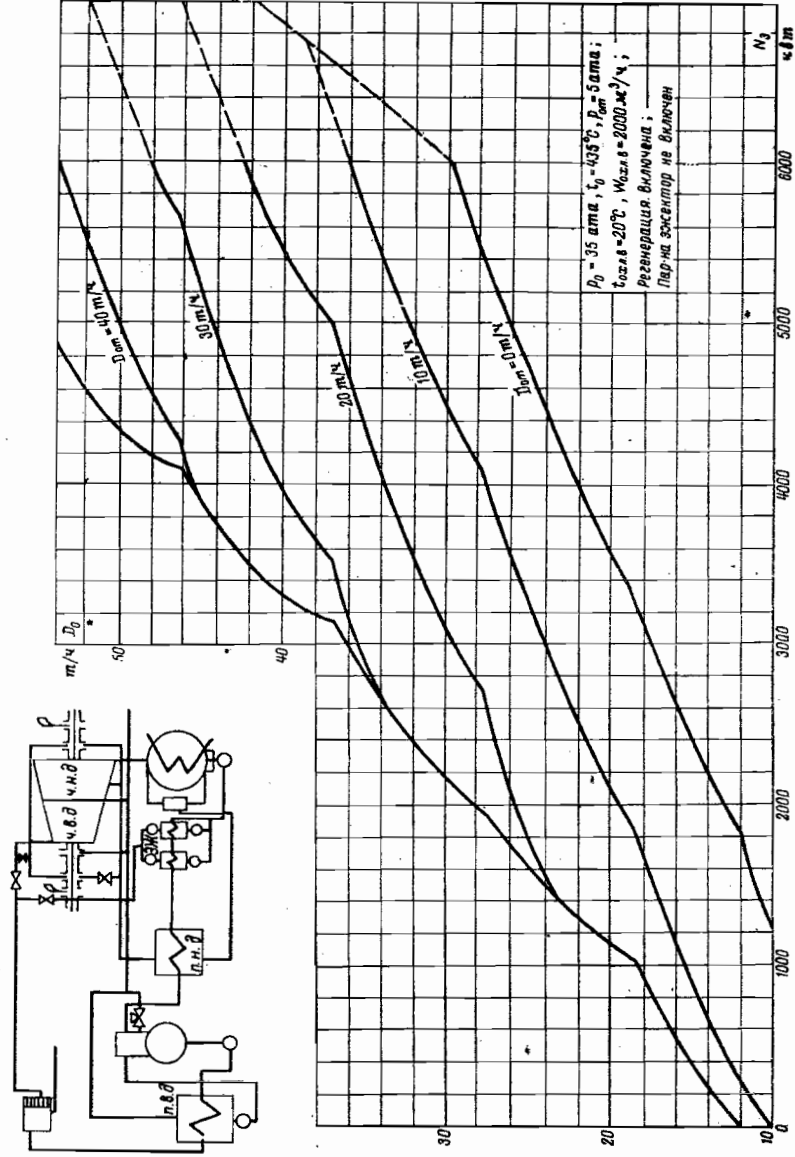


Рис. 1-23. Диаграмма режимов турбины типа П-6-35/5 (АП-6-II).

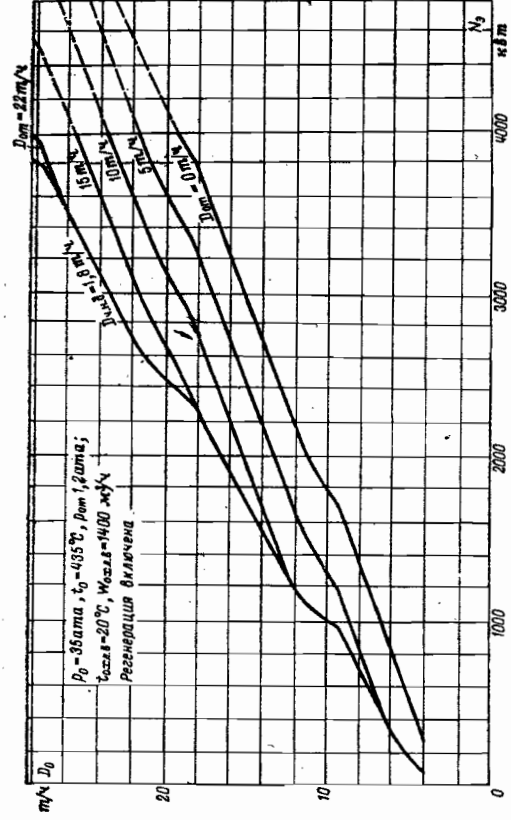


Рис. 1-24. Диаграмма режимов турбины типа Т-4-35 (АТ-4).

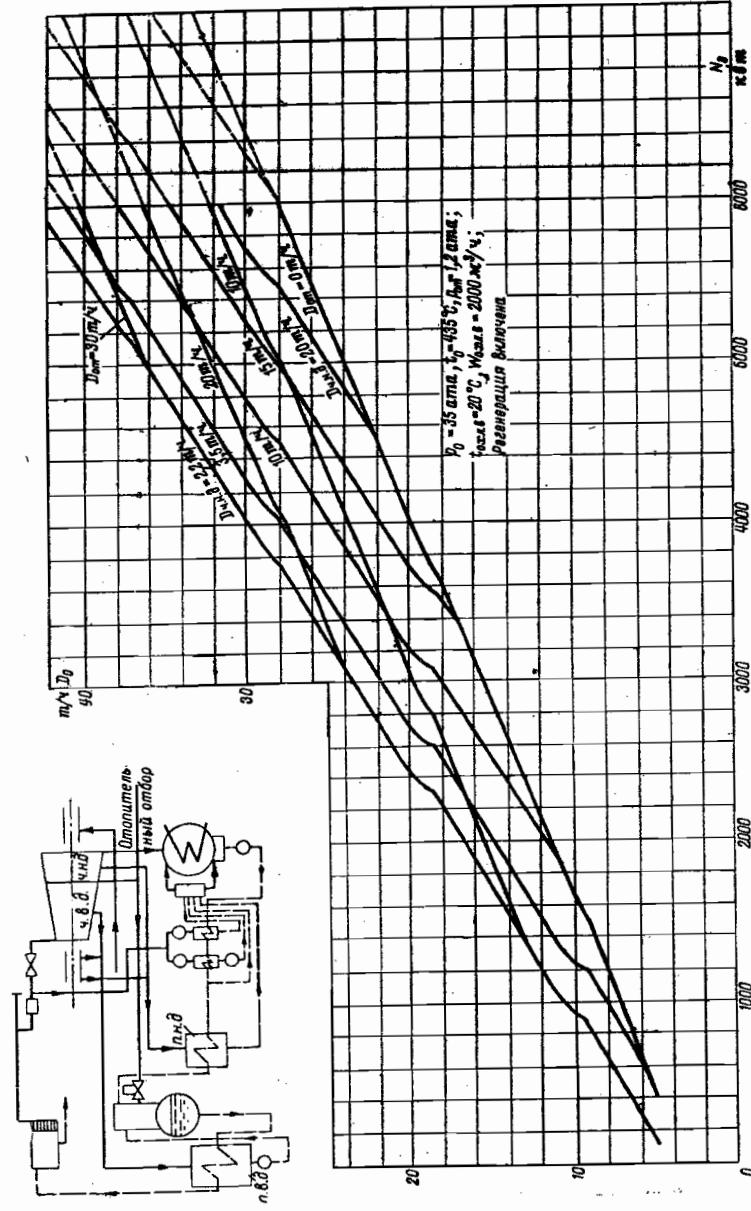


Рис. 1-25. Диаграмма режимов турбины типа Т-6-35 (АТ-6).

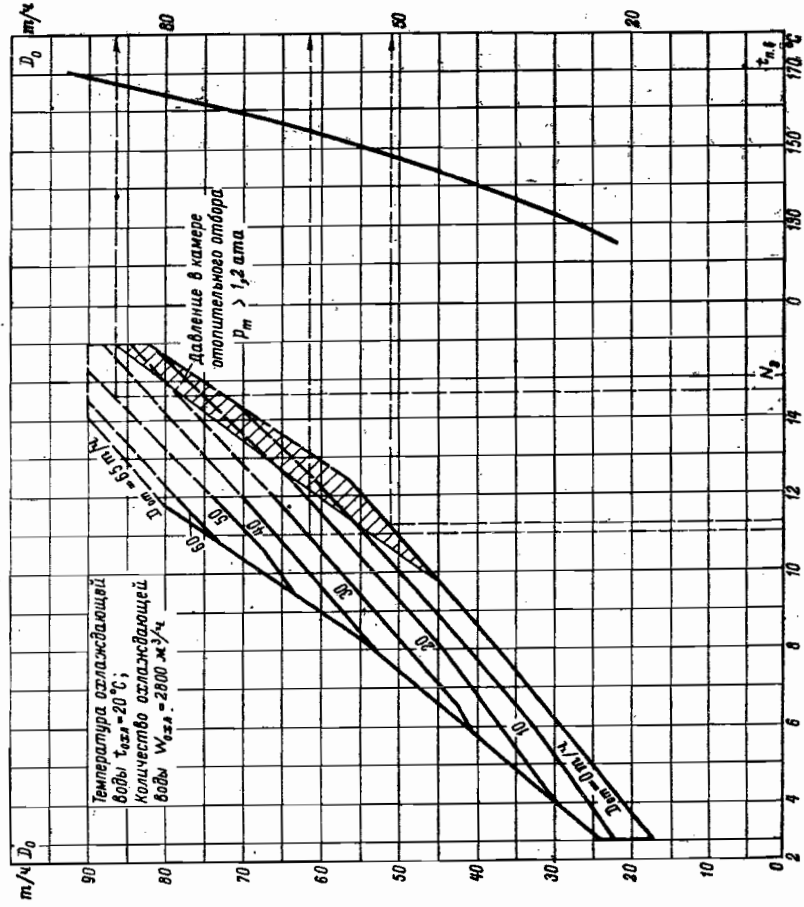


Рис. 1-26. Диаграмма режимов турбины типа Т-12-35 (АТ-12-2).

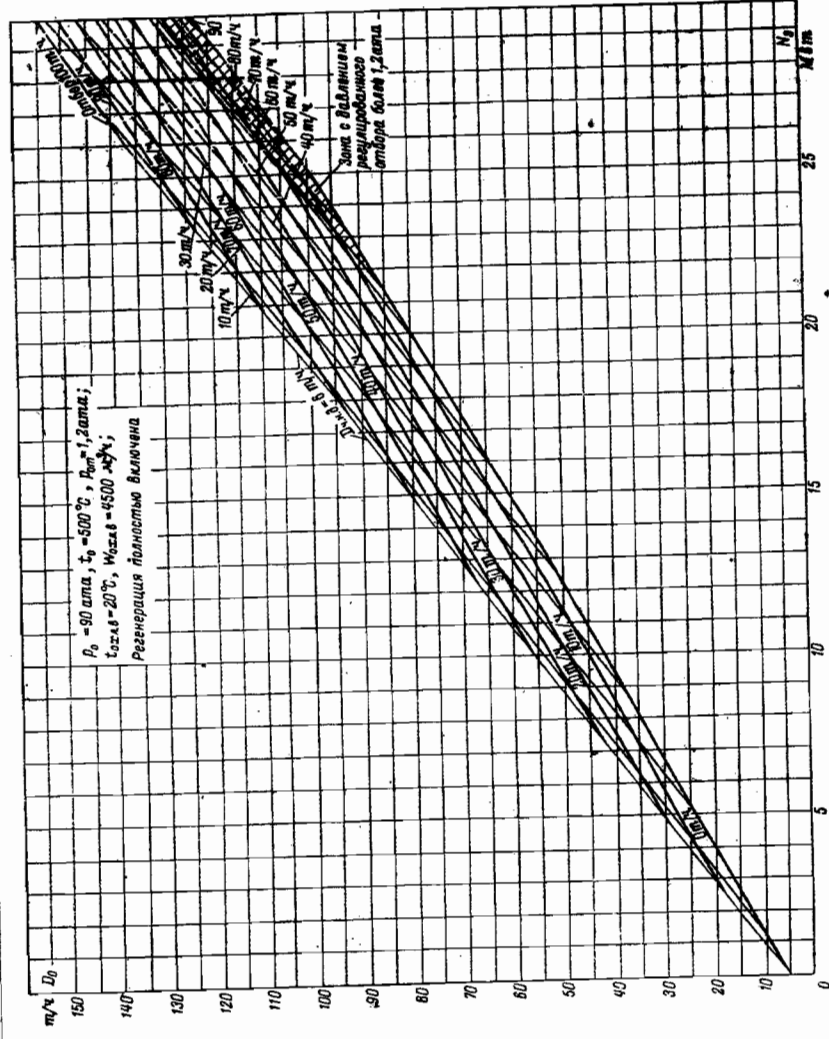


Рис 1-27. Диаграмма режимов турбины Т-25-90 (ВТ-25-4).

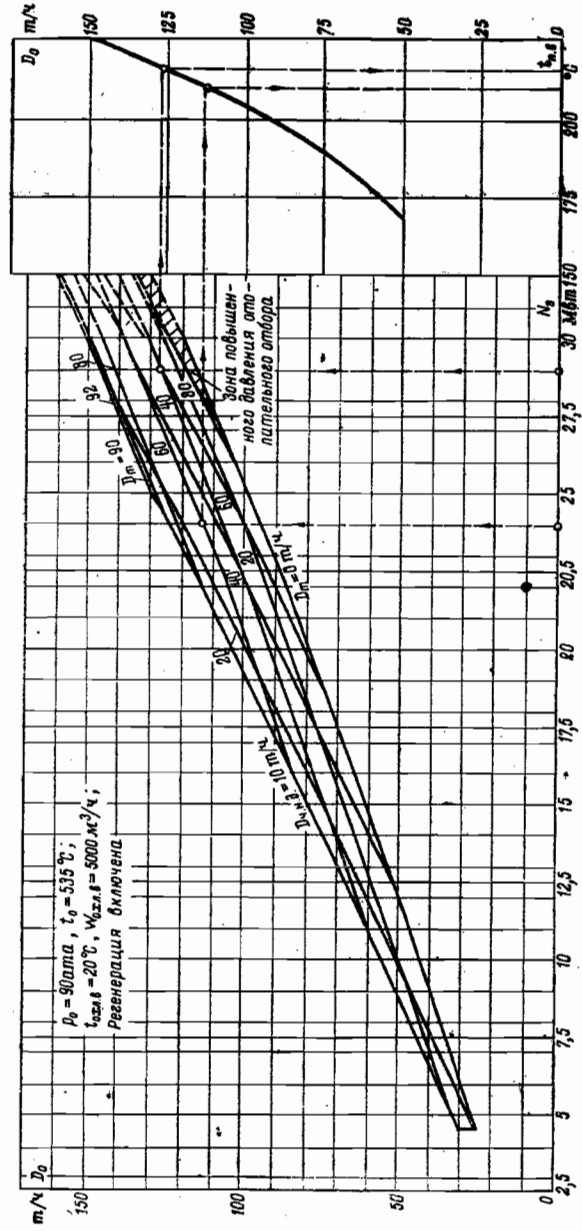


Рис 1-28. Диаграмма режимов турбины типа Т-25-90 (ВТ-25-5).



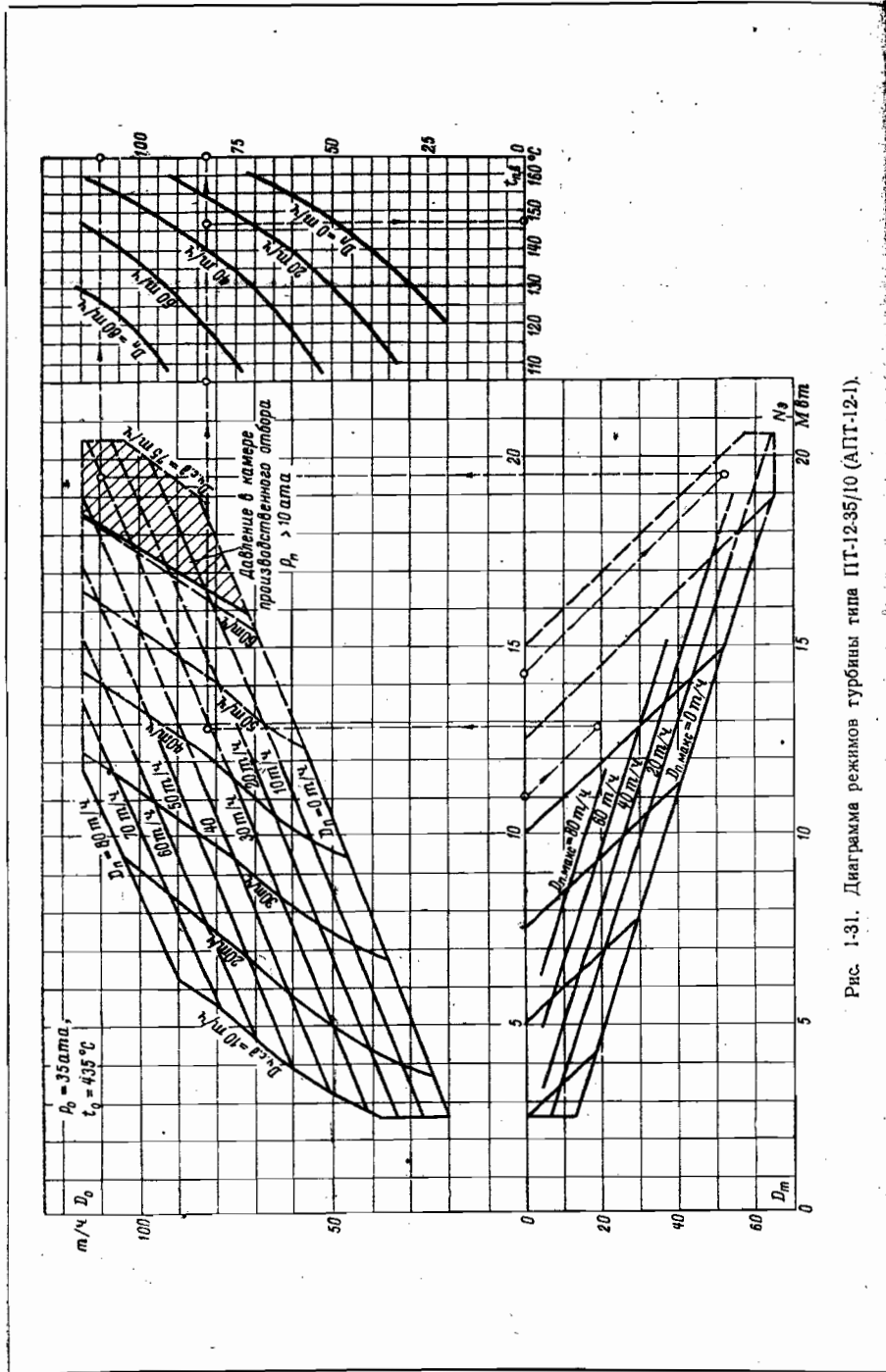


Рис. 1-31. Диаграмма режимов турбины типа ПТ-12-35/10 (АПТ-12-1).

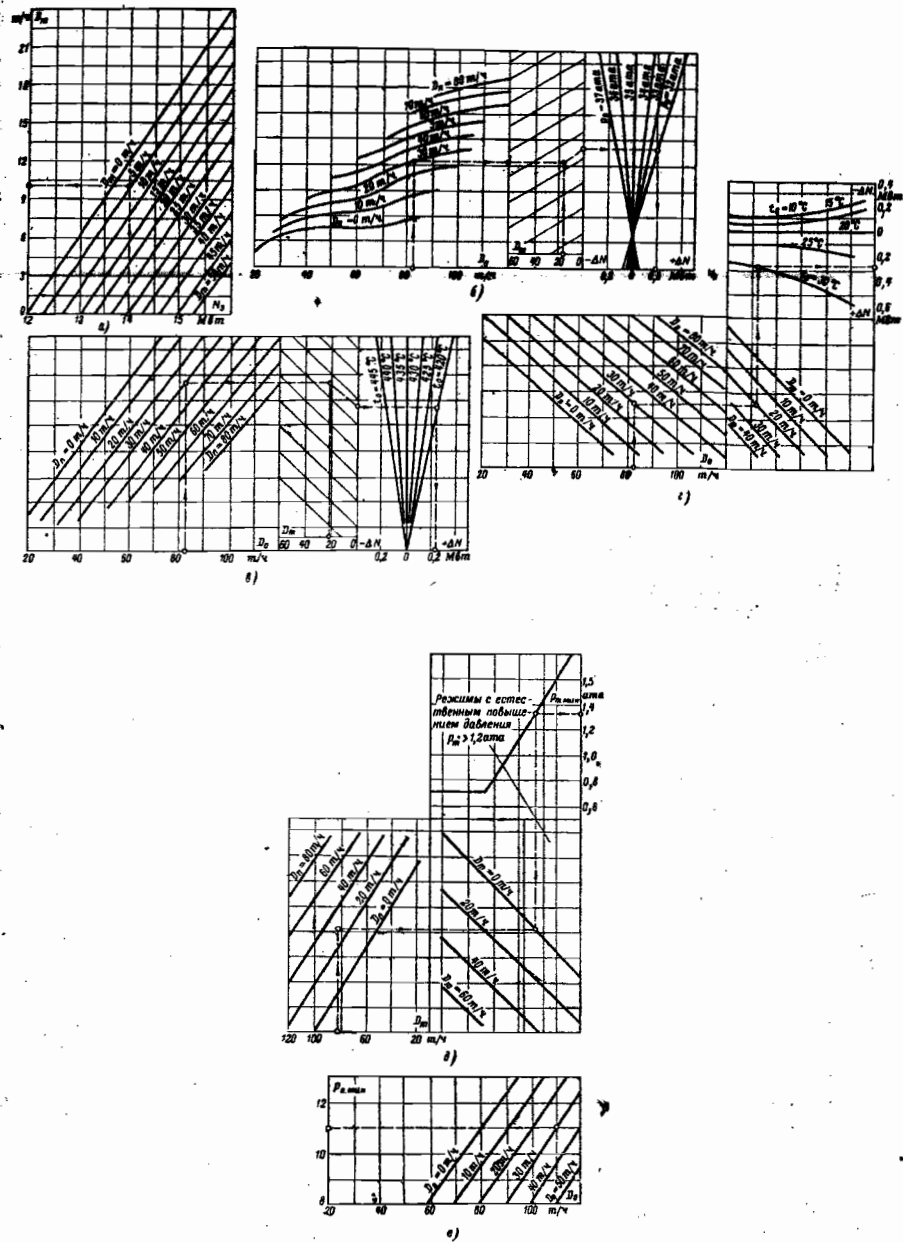


Рис. 1-32. Поправочные кривые к диаграмме режимов турбины типа ПТ-12-35/10 (АПТ-12-1). а — диаграмма перегрузки; б — поправка на давление свежего пара; в — поправка на температуру свежего пара; г — поправка на температуру охлаждающей воды; д — минимально возможное давление теплофикационного отбора; е — минимально возможное давление в производственном отборе.



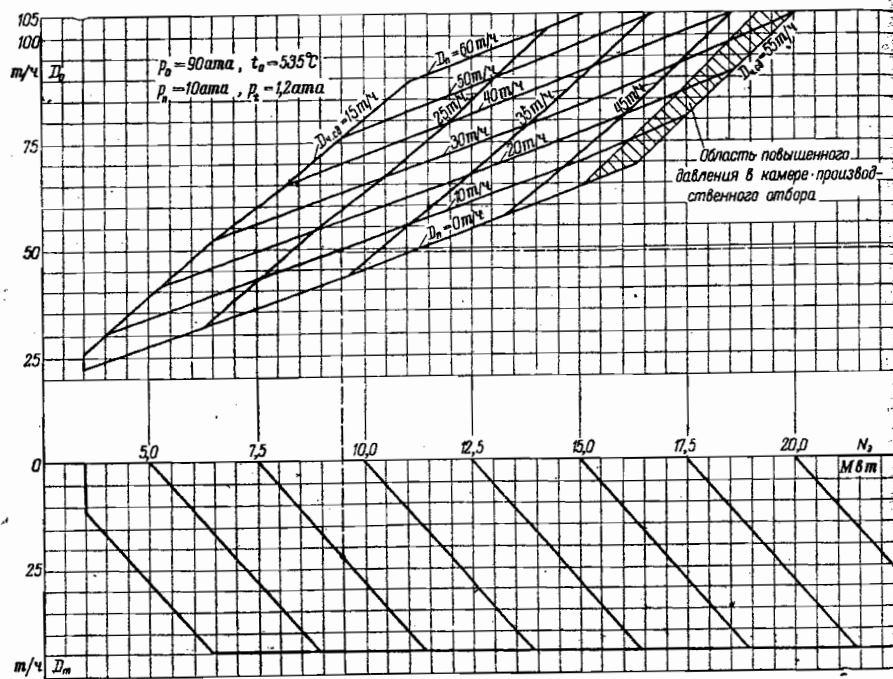
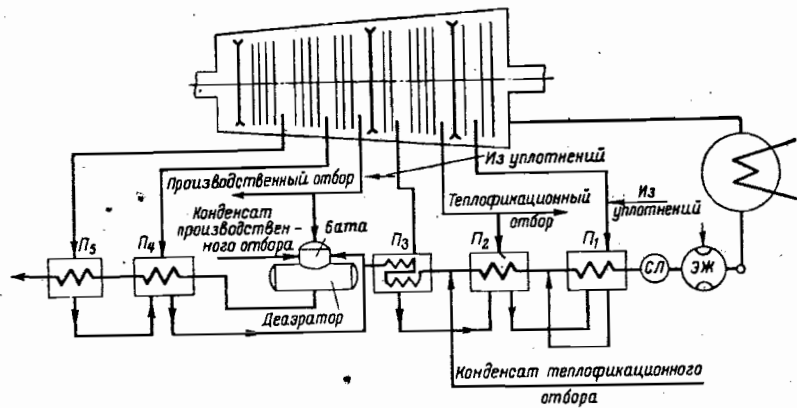


Рис. 1-33. Диаграмма режимов турбины типа ПТ 12-90/10 (ВПТ-12).

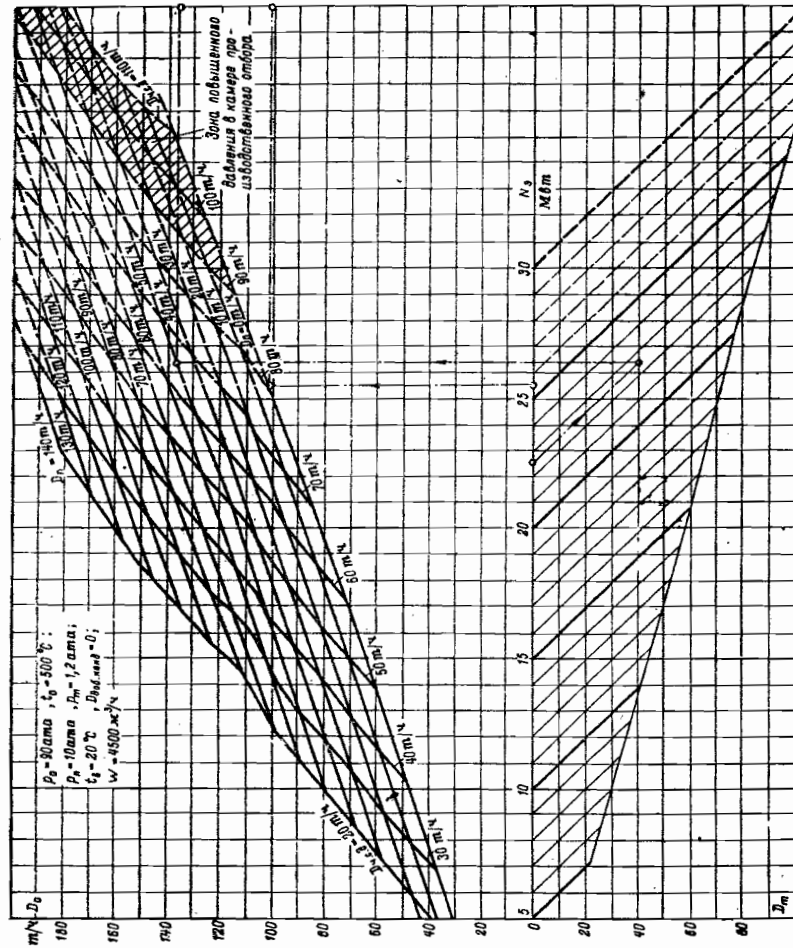


Рис. 1-34. Диаграмма режимов турбины типа ПТ-25.90/10 (ВПТ-25.3).

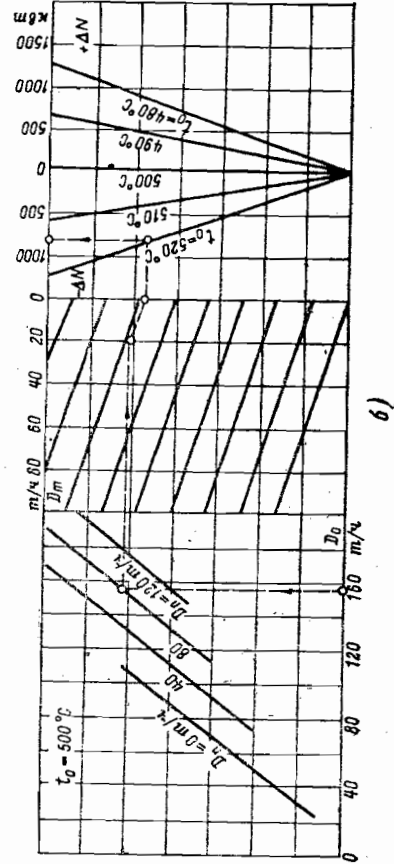
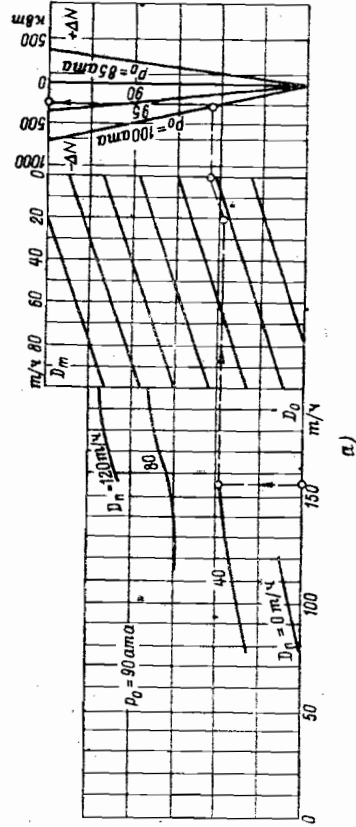
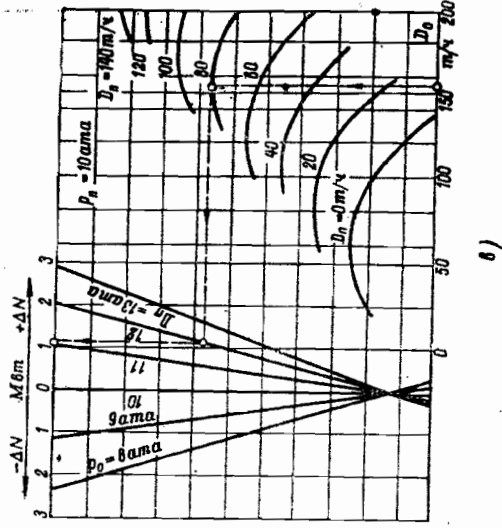


Рис. 1-35.

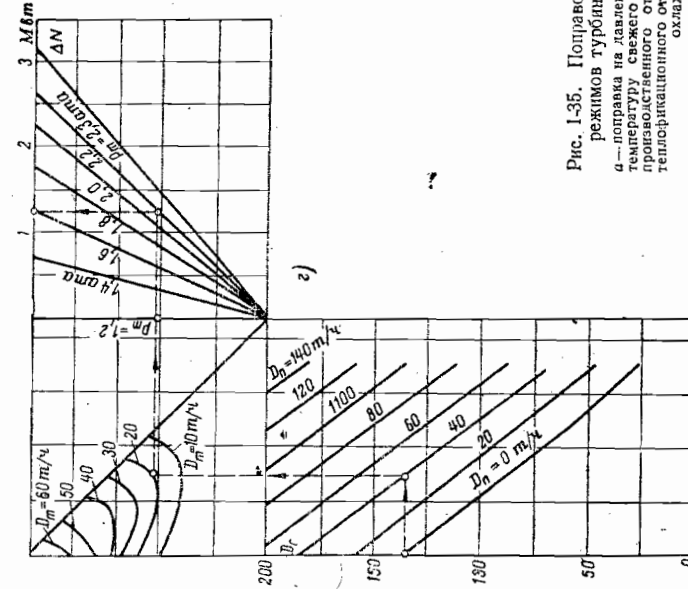
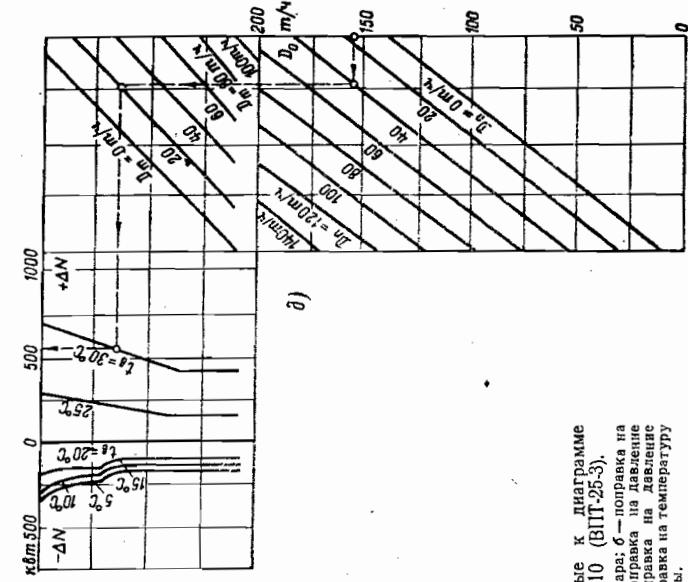


Рис. 1-35. Поправочные кривые к диаграмме режимов турбины ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-3).  
 а — поправка на давление свежего пара; б — поправка на температуру свежего пара; в — поправка на давление производственного отбора; г — поправка на давление тепловыделительного отбора; д — поправка на температуру охлаждающей воды.



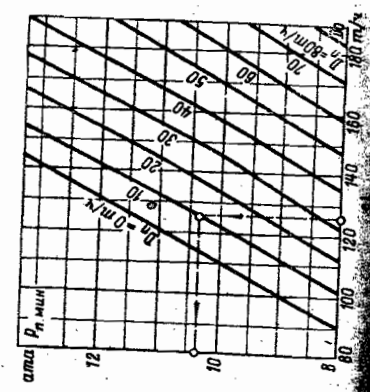
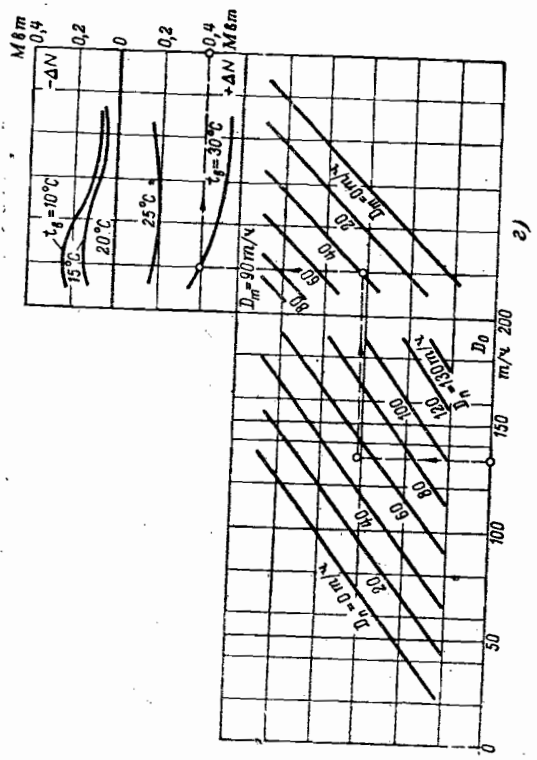
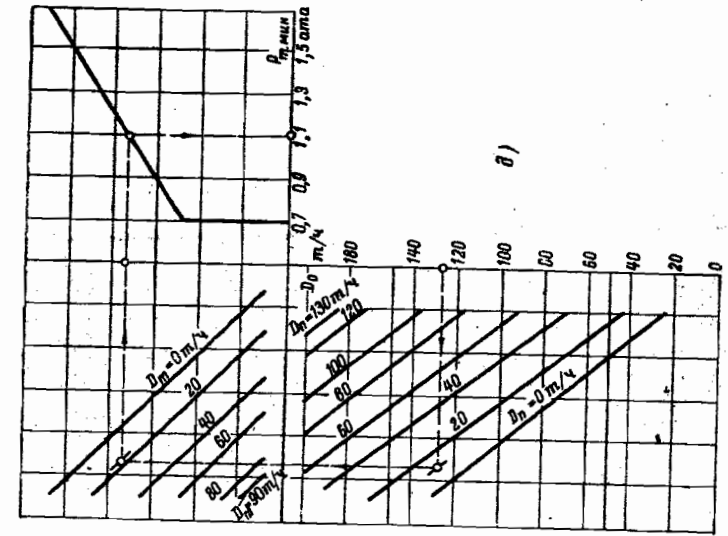


Рис. 1-37. Поправочные кривые к диаграмме режимов турбины ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-4).  
 а — диаграмма перегрузки; б — поправка на давление свежего пара; в — поправка на температуру свежего пара;  
 г — поправка на температуру охлаждающей воды; д — минимально возможное давление теплофикационного отбора;  
 е — минимально возможное давление производственного отбора.

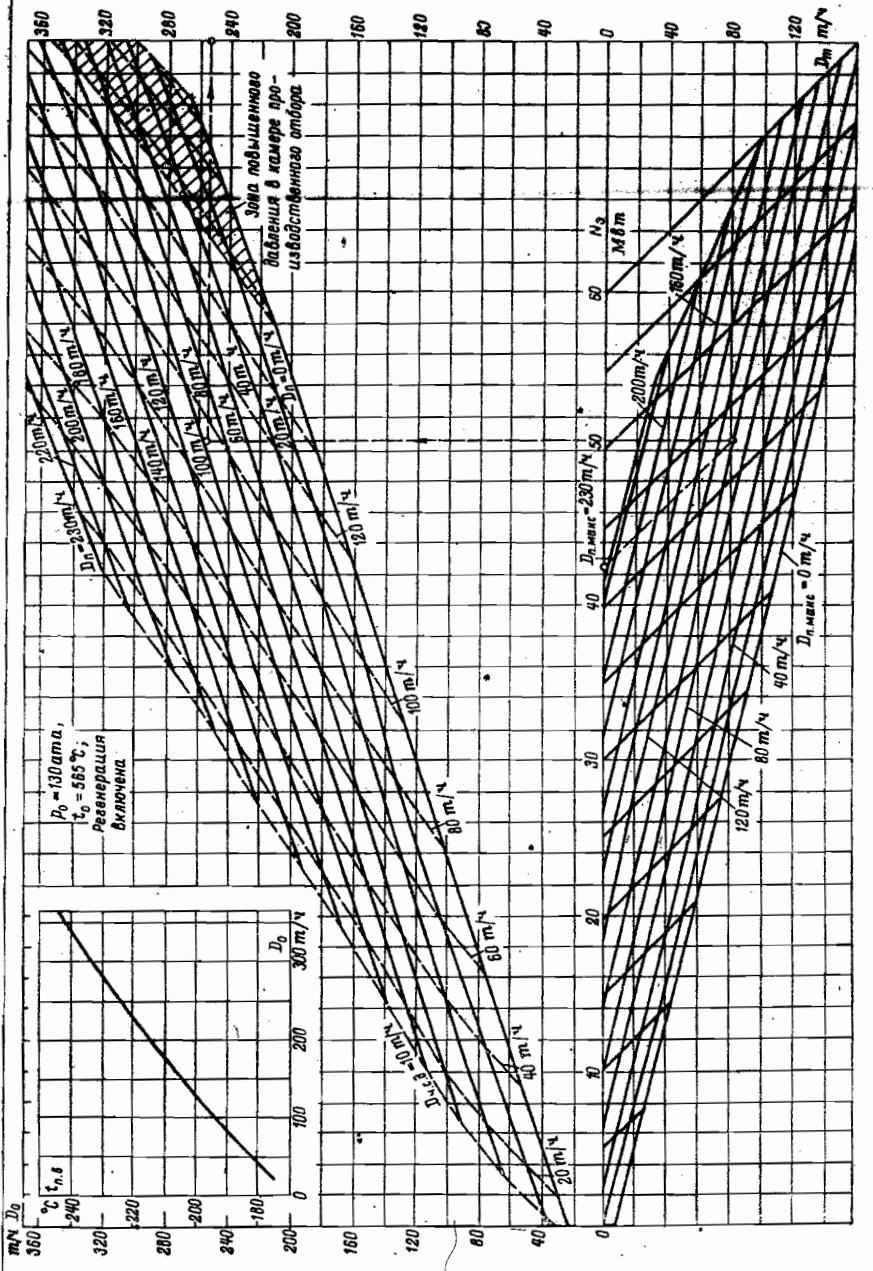


Рис. 1-38. Диаграмма режимов турбины типа ПТ-50-90/13 (ВПТ-50-2).

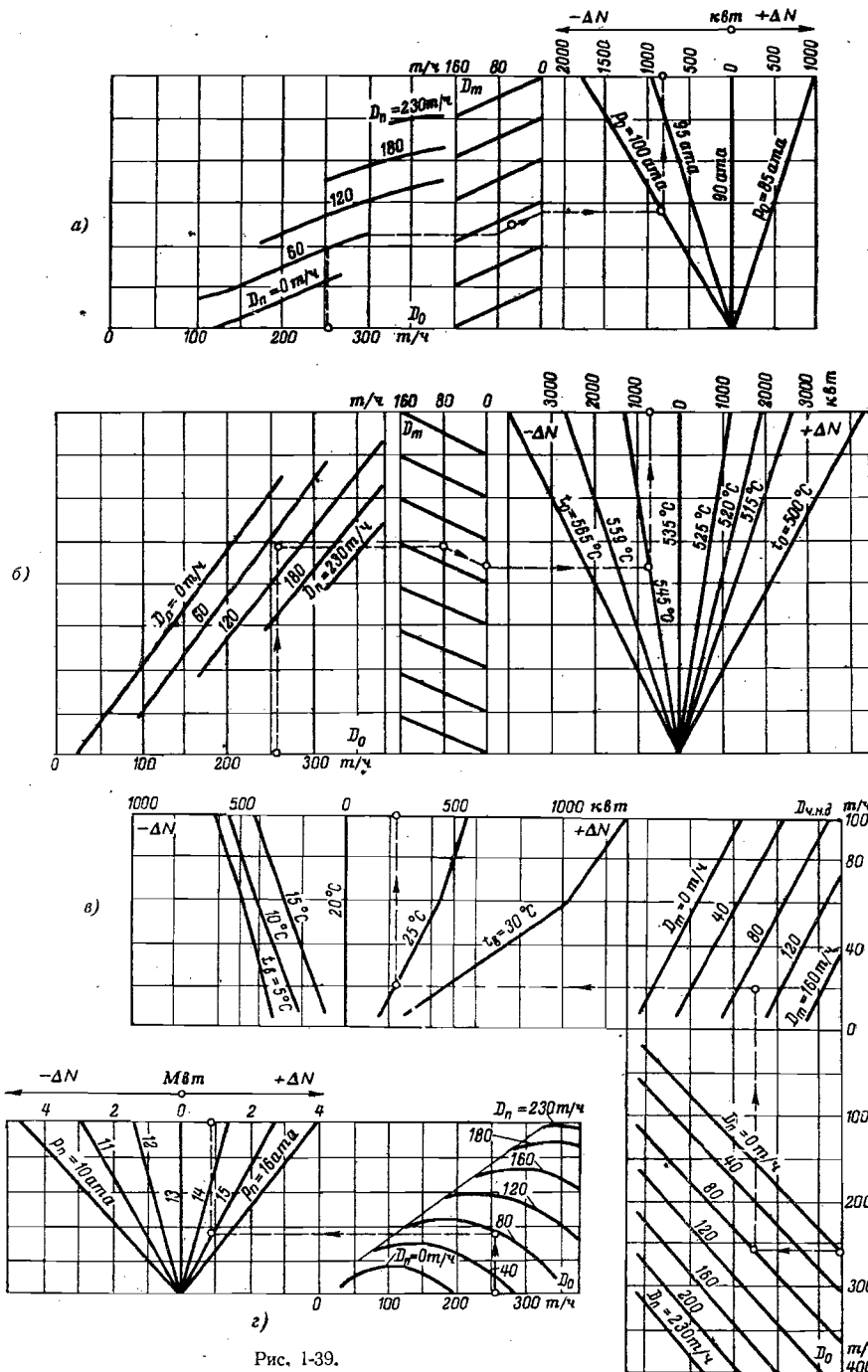


Рис. 1-39.

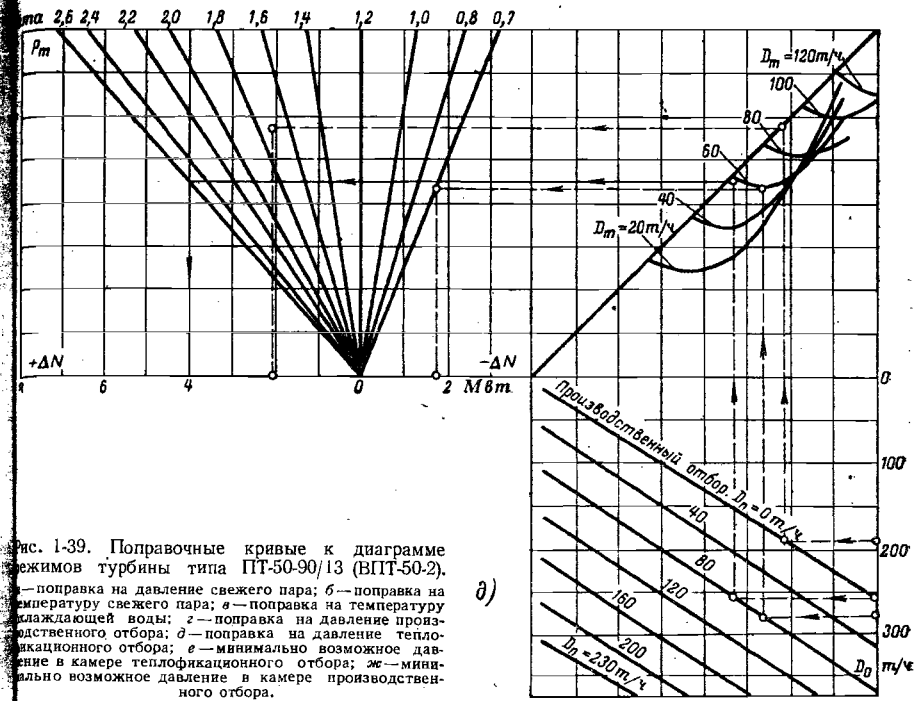
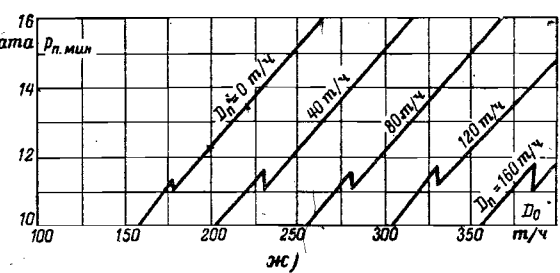
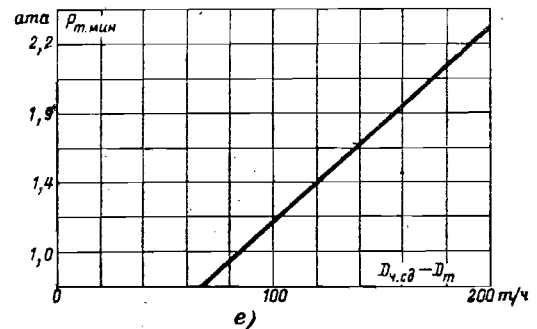


Рис. 1-39. Поправочные кривые к диаграмме режимов турбины типа ПТ-50-90/13 (ВПТ-50-2).  
 а — поправка на давление свежего пара; б — поправка на температуру свежего пара; в — поправка на температуру охлаждающей воды; г — поправка на давление производственного отбора; д — поправка на давление теплофикационного отбора; ж — минимально возможное давление в камере теплофикационного отбора; з — минимально возможное давление в камере производственного отбора.



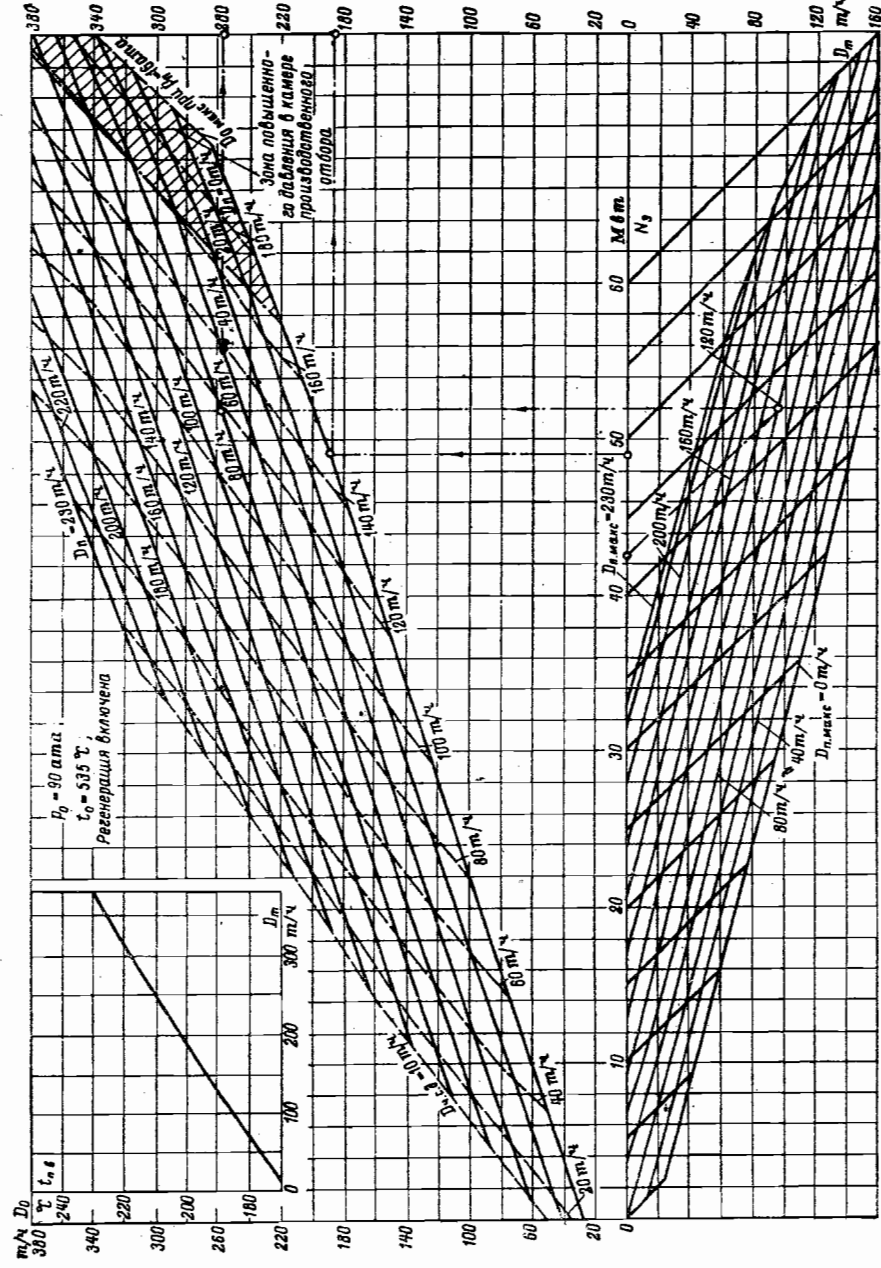


Рис. 140. Диаграммы режима турбины типа ТТ-50-130/13 (ВУТ-50).

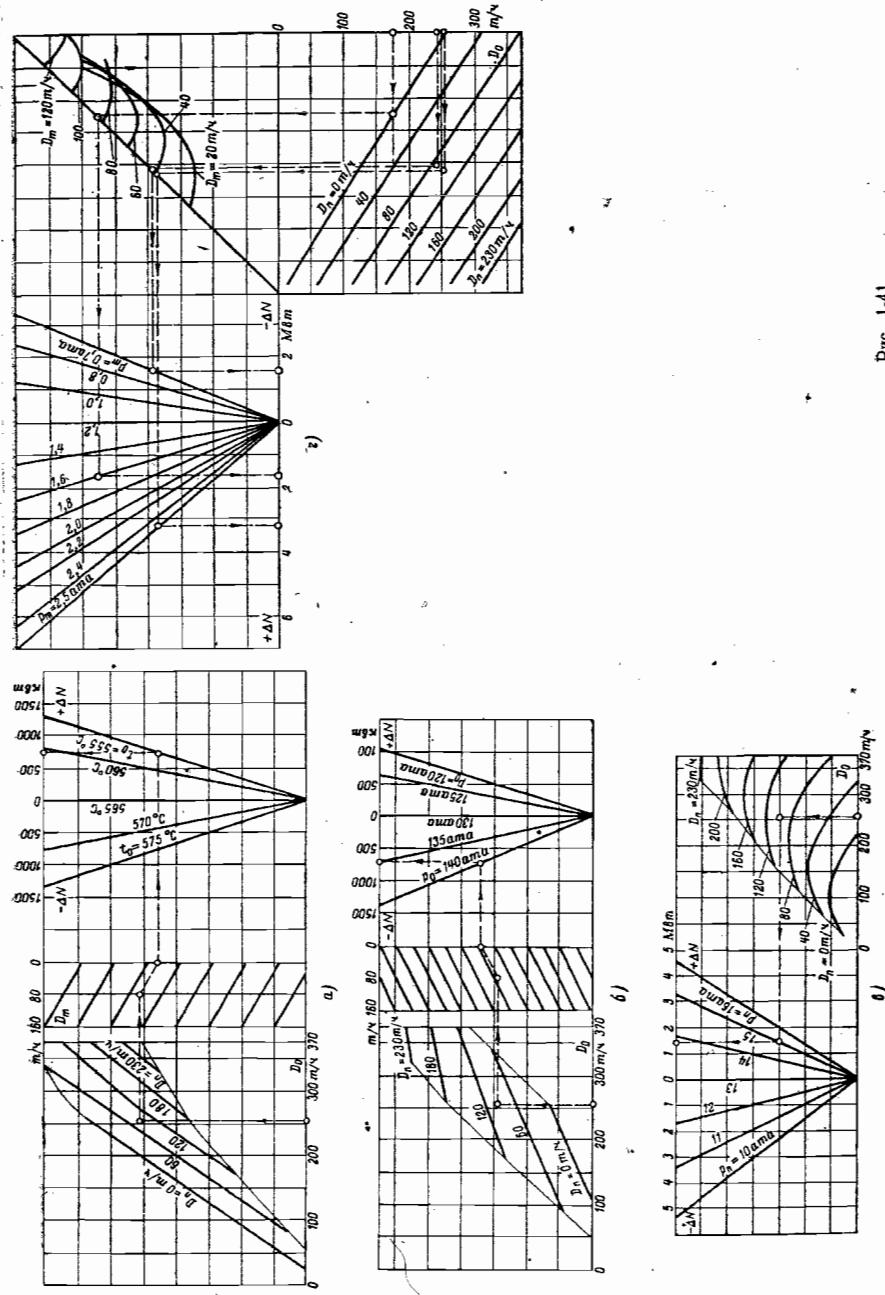


Рис. 141.



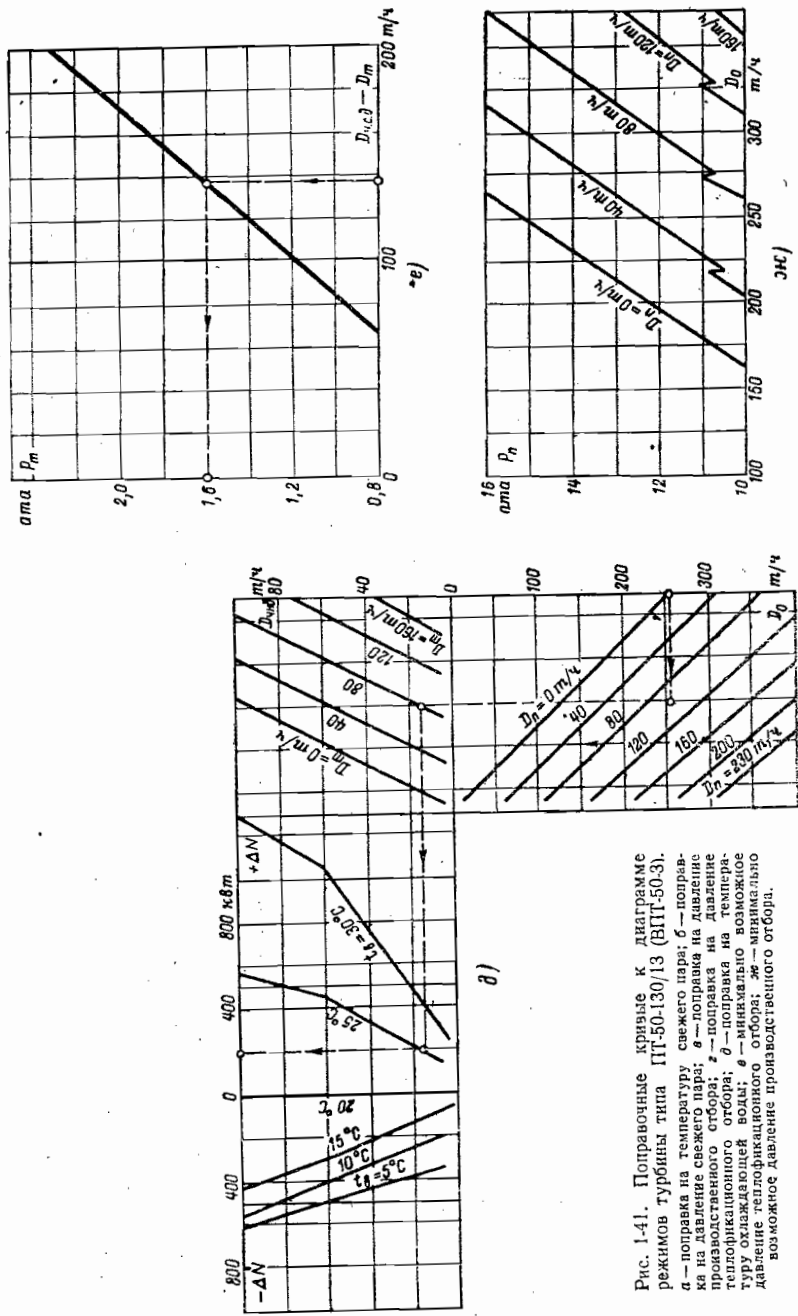


Рис. 1.41. Поправочные кривые к диаграмме режимов турбины типа ПТ-50-130/13 (ВПТ-50-3).  
 а — поправка на температуру свежего пара; б — поправка на давление свежего пара; в — поправка на давление производственного отбора; г — поправка на температуру производственной воды; д — минимально возможное давление тепловыделительного отбора; ж — минимально возможное давление производственного отбора.

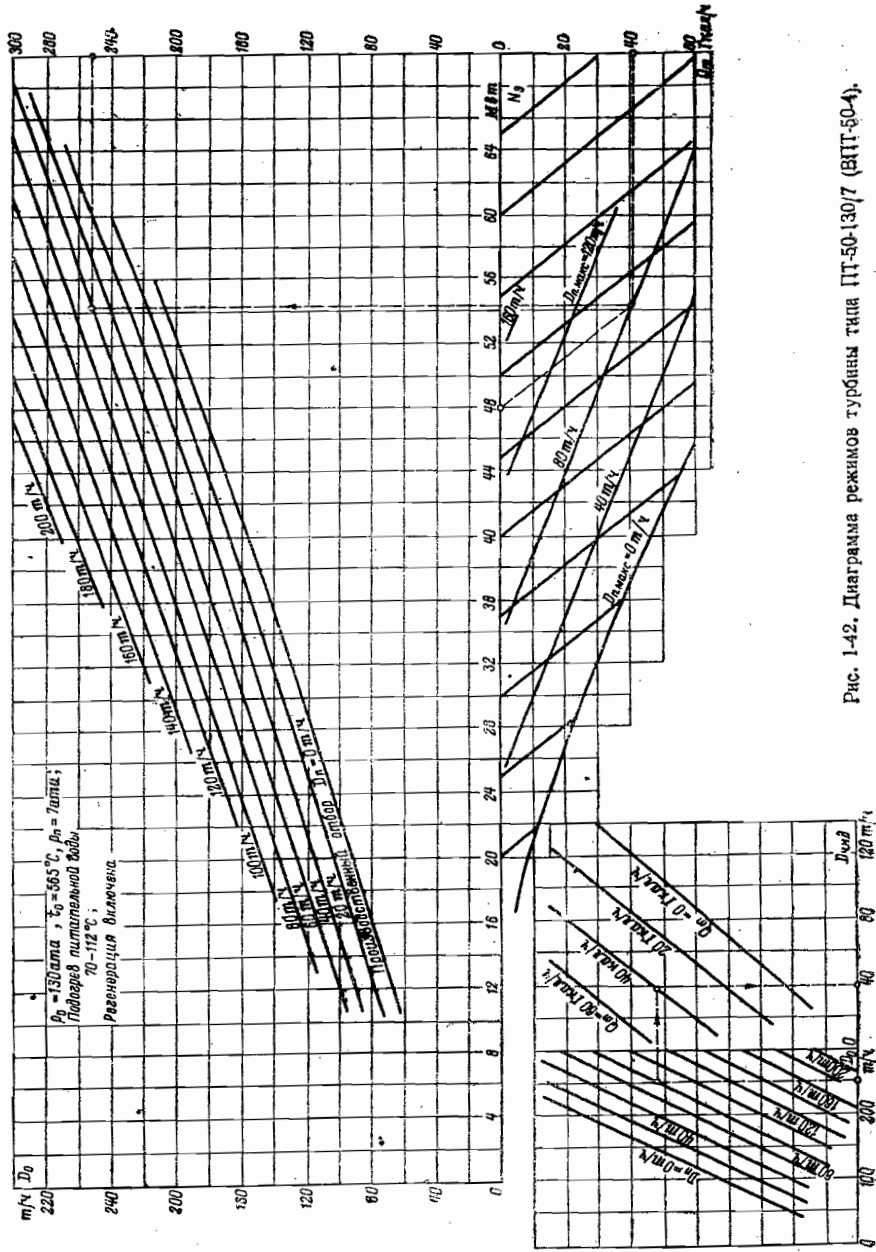


Рис. 1.42. Диаграмма режимов турбины типа ПТ-50-130/7 (ВПТ-50-4).

ГЛАВА ВТОРАЯ  
**КОНДЕНСАЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА**

2-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ  
**О КОНДЕНСАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВАХ**

Конденсационные устройства предназначены для конденсации пара, отработавшего в паровых турбинах. В паротурбинных установках, как правило, применяются конденсаторы поверхностного типа. Охлаждающая (циркуляционная) вода проходит через пучки трубок, расположенных в паровом пространстве конденсатора. Отработавший пар турбины, соприкасаясь с холодной поверхностью трубок, конденсируется, отдавая скрытую теплоту парообразования охлаждающей воде.

В процессе конденсации удельный объем (т. е. объем, приходящийся на единицу веса) отработавшего пара уменьшается в десятки тысяч раз, что и приводит к образованию вакуума в конденсаторе.

Для поддержания вакуума в конденсаторе применяются специальные отсасывающие устройства, как, например, пароструйные и водоструйные эжекторы, центробежные воздушные насосы, которые удаляют из конденсатора воздух, попадающий в него с паром и через неплотности паротурбинной установки, работающей под вакуумом.

Схема установки поверхностного конденсатора представлена на рис. 2-1. Абсолютное давление пара в конденсаторе

$$P_{2к} = B_0 - H_0 \text{ [мм рт. ст.], (2-1)}$$

где  $B_0$  — приведенное к  $t=0^\circ\text{C}$  барометрическое давление  $B$ , замеренное по ртутному барометру, мм рт. ст.;

$H_0$  — приведенное к  $t=0^\circ\text{C}$  разрежение в конденсаторе  $H$ , замеренное по вакуумметру, мм рт. ст.

Приведение показаний барометра  $B$  или вакуумметра  $H$  к  $t=0^\circ\text{C}$  выполняется по уравнению

$$R_0 = R - (\alpha - \beta) R \cdot t \text{ [мм рт. ст.], (2-2)}$$

где  $R_0 = B_0$  или  $H_0$ ;

$R = B$  или  $H$ ;

$\alpha$  — коэффициент расширения ртути, равный 0,000182;

$\beta$  — коэффициент линейного расширения шкалы барометра или вакуумметра, равный для ртути 0,000019 и для стали 0,000011;

$t$  — температура ртути и шкалы, принимаемая равной температуре воздуха в месте установки прибора,  $^\circ\text{C}$ .

При определении истинного значения давления в конденсаторе к показаниям барометра или вакуумметра прибавляются поправки на капиллярность и на высоту установки вакуумметра. Величины поправок на капиллярность (табл. 2-1) прибавляются к показаниям барометра или вакуумметра. Для ограничения поправок на капиллярность рекомендуется применять ртутные приборы с внутренним диаметром трубок не менее 8—10 мм.

Если барометр и вакуумметр установлены на разных высотах, показани

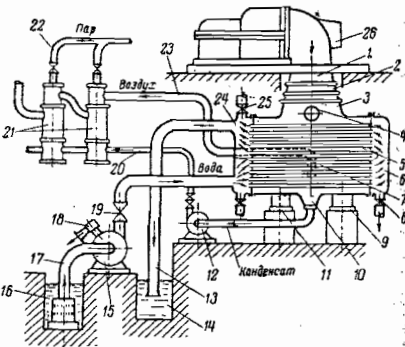


Рис. 2-1. Схема поверхностного конденсатора: 1 — выпускной патрубок турбины; 2 — волнистый конденсатор; 3 — приемный патрубок конденсатора; 4 — труба для отвода пара к атмосферному клапану; 5 — трубки; 6 — водяная камера (задняя); 7 — труба для отсоса воздуха; 8 — спускные краны для воды; 9 и 11 — опоры; 10 — сборник конденсата; 12 — конденсатный насос; 13 — сливная труба охлаждающей воды; 14 — отводящий канал; 15 — циркуляционный насос; 16 — подводный канал охлаждающей воды; 17 — всасывающая труба охлаждающей воды; 18 — патрубок к всасывающему пароструйному эжектору (для подсоса воды перед пуском насоса); 19 — задвижка на напорной линии охлаждающей воды; 20 — напорная линия конденсата; 21 — пароструйный двухступенчатый эжектор; 22 — подвод пара к эжектору; 23 — подвод отсасываемого воздуха (паровоздушной смеси) к эжектору; 24 — водяная камера (передняя); 25 — кран для выпуска воздуха из водяного пространства конденсатора; 26 — турбина.

Таблица 2-1

Поправка на капиллярность к показаниям ртутных приборов, мм рт. ст.

Внутренний диаметр трубки, мм	Высота мениска, мм					
	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
6	0,24	0,48	0,70	0,90	1,07	1,21
7	0,17	0,34	0,49	0,64	0,76	0,87
8	0,12	0,24	0,35	0,46	0,56	0,64
9	0,09	0,18	0,26	0,34	0,41	0,47
10	0,07	0,13	0,19	0,25	0,30	0,35
11	0,05	0,10	0,14	0,19	0,23	0,27
12	0,04	0,07	0,11	0,14	0,18	0,20
13	0,03	0,06	0,09	0,11	0,14	0,16
14	0,02	0,04	0,06	0,08	0,10	0,12

Таблица 2-2

Основные параметры сухого насыщенного пара на кривой насыщения\*

$p$ , ата	$t_{\text{н}}$ , $^\circ\text{C}$	$v''$ , м <sup>3</sup> /кг	$i''$ , ккал/кг	$r$ , ккал/кг	$p$ , ата	$t_{\text{н}}$ , $^\circ\text{C}$	$v''$ , м <sup>3</sup> /кг	$i''$ , ккал/кг	$r$ , ккал/кг
0,020	17,204	68,26	604,9	587,6	0,075	39,95	19,60	614,7	574,7
0,025	20,776	55,28	606,4	585,6	0,080	41,16	18,45	615,2	574,0
0,030	23,772	46,52	607,8	584,0	0,085	42,32	17,43	615,7	573,4
0,035	26,359	40,22	608,9	582,5	0,090	43,41	16,51	616,2	572,7
0,040	28,641	35,46	609,8	581,1	0,095	44,46	15,69	616,6	572,2
0,045	30,69	31,72	610,7	580,0	0,10	45,45	14,95	617,0	571,6
0,050	32,55	28,73	611,5	578,9	0,11	47,33	13,66	617,8	570,5
0,055	34,25	26,25	612,3	578,0	0,12	49,06	12,59	618,6	569,5
0,060	35,82	24,18	613,0	577,2	0,13	50,67	11,67	619,3	568,6
0,065	37,29	22,43	613,6	576,3	0,14	52,18	10,88	619,9	567,7
0,070	38,66	20,92	614,1	575,4					

\* Выписано из таблиц ВТИ (Л. 3).

ния барометра' приводятся к уровню установки вакуумметра. Приведенное значение барометрического давления  $B_0^{\text{пр}}$  с учетом поправки на высоту установки вакуумметра подсчитывается по уравнению

$$\lg B_0^{\text{пр}} = \lg B_0 + \frac{A_0 - A}{18400 + 70t_{\text{ср}}^{\text{в}}}, \quad (2-3)$$

где  $A_0$  — уровень расположения барометра, м;

$A$  — уровень расположения вакуумметра, м;

$t_{\text{ср}}^{\text{в}}$  — средняя температура воздушного столба между уровнями  $A_0$  и  $A$ .

Абсолютное давление в конденсаторе (в технических атмосферах)

$$P_{2к} = \frac{B_0 - H_0}{735,6} = \frac{B_0}{735,6} \left(1 - \frac{v}{100}\right) \text{ [ата]}, \quad (2-4)$$

где  $v = \frac{H_0}{B_0} 100\%$  — вакуум в конденсаторе.

В табл. 2-2 представлена связь между давлением в конденсаторе и его температурой насыщения по данным ВТИ.

2-2. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ  
**ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РАСЧЕТА  
 КОНДЕНСАТОРА**

Уравнение теплового баланса конденсатора (без учета потерь в окружающую среду)

$$D_{\text{к}}(i_2 - \bar{t}_{\text{к}}) = W_{\text{к}} \Delta t, \quad (2-5)$$

где  $D_{\text{к}}$  — количество пара, поступающего в конденсатор, кг/сек или т/ч;

$W_{\text{к}}$  — расход охлаждающей воды через конденсатор, кг/сек или т/ч;

$i_2$  — теплосодержание отработавшего пара, *ккал/кг*;

$\bar{i}_k$  — теплосодержание конденсата, *ккал/кг* (численно равное его температуре  $t_k$ ), °C;

$\Delta t$  — нагрев охлаждающей воды в конденсаторе, °C, вычисляемый по формуле

$$\Delta t = t_2^a - t_1^a;$$

$t_1^a$  и  $t_2^a$  — температуры охлаждающей воды при входе и выходе из конденсатора (численно равные теплосодержаниям воды, *ккал/кг*), °C.

Величины  $D_k$  и  $i_2$  берутся из теплового расчета турбины. Значение  $t_k$  принимается:

для регенеративных конденсаторов

$$t_k = t_n - (0 \div 1^\circ \text{C}),$$

где  $t_n$  — температура пара, поступающего в конденсатор, равная температуре насыщения  $t_n$  (табл. 2-2), °C;

для нерегенеративных конденсаторов

$$t_k = t_n - (3 \div 5^\circ \text{C}).$$

Принимаются также значения  $\Delta t$ : для одноходовых конденсаторов:

$$\Delta t = 4 - 6^\circ \text{C};$$

для двухходовых конденсаторов

$$\Delta t = 7 - 9^\circ \text{C};$$

для трех- и четырехходовых конденсаторов

$$\Delta t = 10 - 12^\circ \text{C}.$$

Расчетные значения температуры воды при входе в конденсатор  $t_1^a$ , согласно ГОСТ 3618-58, принимаются равными 10, 15, 20 и 25°С (в зависимости от географического местонахождения водного источника и выбранной системы водоснабжения).

Кратность охлаждения

$$m = \frac{W_k}{D_k} [\text{кг/кг или } m/m]. \quad (2-6)$$

Значения  $m$  принимаются: для одноходовых конденсаторов

$$m = 80 - 120,$$

для двухходовых конденсаторов

$$m = 60 - 70,$$

для трех- и четырехходовых конденсаторов

$$m = 40 - 50.$$

При расчетах значения давлений отработавшего пара  $p_{2k}$  принимают в зависимости от температуры охлаждающей воды  $t_1^a$ :

для  $t_1^a = 10^\circ \text{C}$

$$p_{2k} = 0,03 - 0,035 \text{ ага},$$

для  $t_1^a = 15^\circ \text{C}$

$$p_{2k} = 0,04 - 0,05 \text{ ага},$$

для  $t_1^a = 20 - 25^\circ \text{C}$ ,

$$p_{2k} = 0,06 - 0,07 \text{ ага}.$$

Поверхность охлаждения конденсатора

$$F_k = \frac{D_k (i_2 - t_k)}{k \Delta t_{cp}} [M^2], \quad (2-7)$$

где  $k$  — коэффициент теплопередачи конденсатора, *ккал/м<sup>2</sup>·ч·°C*;

$\Delta t_{cp}$  — средняя разность температур между паром и водой, °C.

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле проф. Л. Д. Бермана, составленной применительно к современным конструкциям конденсаторов:

$$k = 3500 a \left( \frac{1,1 w_a}{\sqrt{a_1}} \right)^x \left[ 1 - \frac{0,42 \sqrt{a}}{1000} \times (35 - t_1^a)^2 \right] \Phi_a \Phi_z [\text{ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}], \quad (2-8)$$

где  $x = 0,12 a (1 + 0,15 t_1^a)$ ;

$a$  — коэффициент, учитывающий состояние поверхности охлаждения конденсатора (коэффициент чистоты конденсатора);

$w_a$  — скорость охлаждающей воды в трубках, *м/сек*;

$d_1$  — внутренний диаметр трубки, *мм*;

$\Phi_a$  — коэффициент, учитывающий влияние паровой нагрузки конденсатора;

$\Phi_z$  — коэффициент, учитывающий влияние числа ходов воды в конденсаторе.

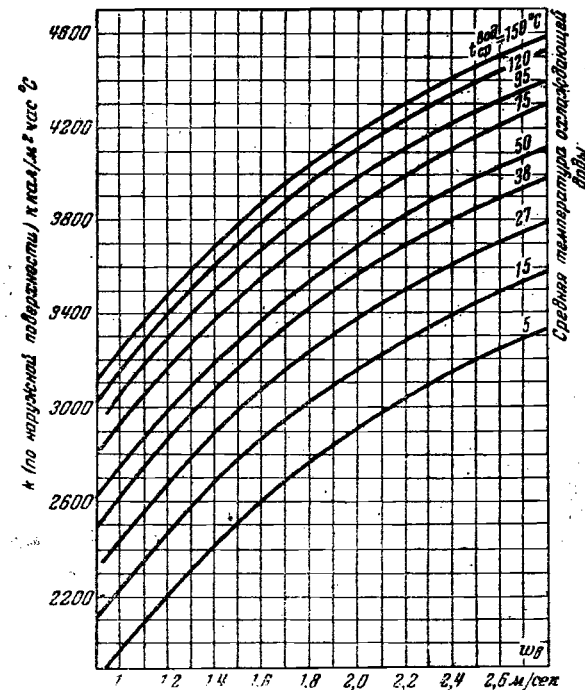


Рис. 2-2. Опытные кривые коэффициента теплопередачи в конденсаторах паровых турбин для латунных трубок 19 мм.

Формула (2-8) пригодна для конденсаторов с хорошей плотностью, с латунными трубками для  $t_1^a \leq 35^\circ \text{C}$  и  $w_a = 0,9 - 3,0 \text{ м/сек}$ .

Значения  $a$  принимаются: для точного водоснабжения и чистой воды  $a = 0,8 - 0,85$ ; для оборотного водоснабжения и достаточной продувки системы или химической обработки воды  $a = 0,75 - 0,8$ ; для грязной воды при возможном образовании минеральных или органических отложений  $a = 0,65 - 0,75$ .

Коэффициент  $\Phi_a$  принимается: для вновь проектируемых конденсаторов и для паровых нагрузок, изменяющихся в пределах от  $(0,9 \div 0,012 t_1^a) a_k^{ном}$  до номинального значения  $a_k^{ном}$ , всегда  $\Phi_a = 1$ ; для паровых нагрузок меньше  $(0,9 \div 0,012 t_1^a) a_k^{ном}$  величина  $\Phi_a = \delta(2 - \delta)$ .

В приведенных соотношениях:

$$\delta = \frac{d_k}{(0,9 \div 0,012 t_1^a) a_k^{ном}};$$

$d_k = \frac{D_k}{F_k}$  — удельная паровая нагрузка конденсатора, *кг/м<sup>2</sup>·ч*; нормальное значение:

$$d_k = 40 - 45 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{ч}.$$

При  $d_k = 25 \text{ мм}$  значение  $k$  принимается на 3% ниже величины, определяемой по графику рис. 2-2. Значения  $k$ , определяемые по этому графику, нужно рассматривать как максимально достижимые для чистой поверхности конденсатора.

На рис. 2-3 представлен график для определения коэффициента теплопередачи  $k$  в зависимости от  $w_a$ ,  $d_k$  и  $t_1^a$ . Значения  $k_0$  по графику построены при  $t_1^a = 21^\circ \text{C}$  и  $d_k = 40 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{ч}$ . Для определения коэффициента теплопередачи  $k$  нанесены поправочные кривые, учитывающие влияние  $t_1^a$  (кривая  $\beta_1$ ) и  $d_k$  (кривая  $\beta_2$ ). Коэффициент теплопередачи по графику рис. 2-3 определяется по уравнению

$$k = \beta_1 \beta_2 k_0. \quad (2-9)$$

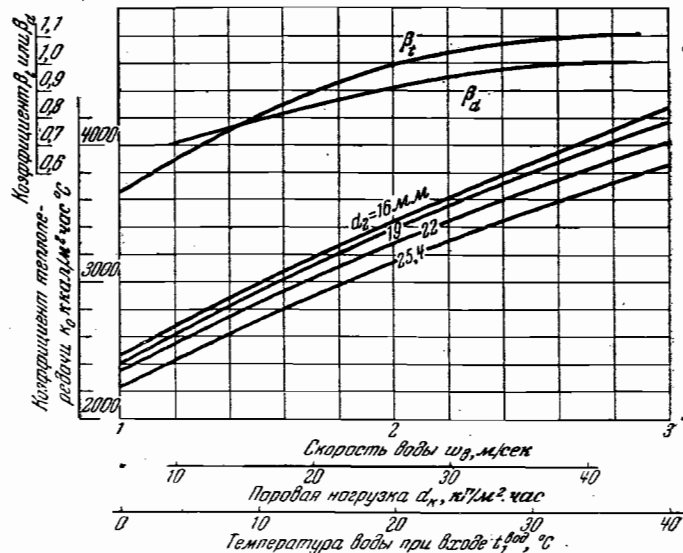


Рис. 2-3. Зависимость коэффициента теплопередачи  $k_0$  от скорости охлаждающей воды  $w_0$ , ее температуры при входе  $t_1^0$  и паровой нагрузки  $d_k$  для латунных трубок разных диаметров  $d_2$  по опытным данным.

Коэффициент теплопередачи с учетом поправки на загрязнение поверхности охлаждения  $\beta_3$ , которая принимается 0,85, равен:

$$k = \beta_3 \beta_1 \beta_d k_0. \quad (2-10)$$

Средняя разность температур между водой и паром

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t}{\ln \frac{\Delta t + \delta t}{\delta t}} \quad [^\circ\text{C}], \quad (2-11)$$

где  $\delta t = t_n - t_2^0$ .

### 2-3. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ КОНДЕНСАТОРА

Наиболее часто применяются охлаждающие трубки с диаметрами  $d_2/d_1 = 19/17, 24/22$  и  $25/23$  мм; большие диаметры трубок применяются для загрязненной воды.

Активная длина трубок конденсатора, равная расстоянию между трубными досками,

$$L = \frac{F_k}{\pi d_1 n_z z} \quad [м], \quad (2-12)$$

где  $n_z$  — число трубок в одном ходе конденсатора;  
 $z$  — число ходов конденсатора.

Число охлаждающих трубок в одном ходе конденсатора

$$n_z = \frac{4W_k}{\pi d_1^2 w_0}, \quad (2-13)$$

где  $W_k$  — расход охлаждающей воды через конденсатор,  $м^3/сек$ ;  
 $d_1$  — внутренний диаметр охлаждающей трубки,  $м$ ;  
 $w_0$  — скорость охлаждающей воды в трубках; принимается в пределах 1,5—2,5  $м/сек$ .

Общее число охлаждающих трубок конденсатора (в каждом ходе размещается одинаковое число трубок)

$$n_0 = n_z z. \quad (2-14)$$

Диаметр трубной доски или эквивалентный диаметр (если доска не круглая)

$$D_{тр} = 1,05 t \sqrt{\frac{n_0}{\eta_{тр}}} \quad [мм], \quad (2-15)$$

где  $t$  — шаг охлаждающих трубок,  $мм$ ;  
 $\eta_{тр}$  — коэффициент заполнения трубной доски (табл. 2-3).

При креплении трубок вальцовкой  $t \approx 1,3 d_2$ ; при сальниковом креплении

Таблица 2-3

### Коэффициент заполнения трубной доски $\eta_{тр}$

Тип конденсатора	Число ходов $n_z$		
	2	3	4
С раздельным потоком воды	0,65—0,72	0,63—0,7	0,6—0,68
С нераздельным потоком воды	0,7—0,8	0,68—0,75	0,56—0,72

трубок диаметром 19/17 мм принимают  $t = 28,5—35$  мм; для трубок диаметрами 24/22 и 25/23 мм  $t = 31—37$  мм.

### 2-4. ПАРОВОЕ И ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ КОНДЕНСАТОРА

Паровое сопротивление конденсатора зависит от конструкции пучка трубок конденсатора, скорости паровоздушной смеси в межтрубном пространстве и удельной паровой нагрузки  $d_k$ .

В современных крупных конденсаторах паровое сопротивление не превышает 2—3  $мм рт. ст$ .

Паровое сопротивление современных регенеративных конденсаторов определяется по приближенной формуле ВТИ:

$$\Delta p_k = c \left( \frac{D_k \sqrt{v_n}}{L d_2 \sqrt{n_0}} \right)^{2,5} \quad [мм рт. ст.], \quad (2-16)$$

где  $c$  — коэффициент, зависящий от конструкции трубного пучка;

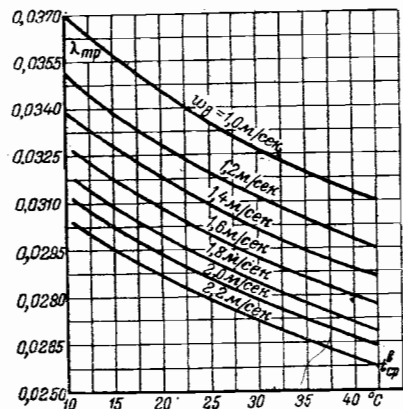


Рис. 2-4. Зависимость коэффициента внутреннего трения  $\lambda_{тр}$  от средней температуры воды  $t_{cp}$  и ее скорости  $w_0$ .

$D_k$  — количество пара, поступающего в конденсатор,  $кг/ч$ ;  
 $v_n$  — удельный объем сухого насыщенного пара при давлении в конденсаторе (табл. 2-2),  $м^3/кг$ .

Коэффициент  $c$  принимается в пределах от  $1,2 \cdot 10^{-4}$  до  $1,8 \cdot 10^{-4}$  (меньшее значение принимается для хорошо развитого входного сечения трубного пучка и небольшого числа рядов трубок по ходу пара).

Давление отсасываемой паровоздушной смеси:

$$p'_{2к} = p_{2к} - \frac{\Delta p_k}{735,6} \quad [атм]. \quad (2-17)$$

Гидравлическое сопротивление  $H_k$  конденсатора (потеря напора воды в конденсаторе)

$$H_k = z(h_1 + h_2) + h_3 \quad [м вод. ст.], \quad (2-18)$$

где  $h_1$  — сопротивление потоку охлаждающей воды в конденсаторных трубках,  $м вод. ст.$ ;

$h_2$  — сопротивление, возникающее при входе охлаждающей воды в трубки и выходе из них,  $м вод. ст.$ ;

$h_3$  — сопротивление течению охлаждающей воды в водяных камерах конденсатора, включая потери при входе и выходе из этих камер,  $м вод. ст.$ ;

$z$  — число ходов воды в конденсаторе.

Сопротивление  $h_1$  определяется по формуле

$$h_1 = \lambda_{тр} \frac{L}{d_1} \cdot \frac{w_0^2}{2g} \quad [м вод. ст.], \quad (2-19)$$

где  $\lambda_{тр}$  — коэффициент трения (безразмерная величина); зависит от шероховатости трубок и характера движения в них воды; принимается по графику рис. 2-4.

Таблица 2-4

Конденсаторы турбин среднего давления (технические данные)

Тип конденсатора	КП-110	КП-195	КП-280	КП-385	КП-480	КП-540	КС-940-1
Поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	110	192,5	280	385	489	540	940
Давление в паровом пространстве, атм	0,05	0,05	0,03	0,04	0,04	0,05	0,04
Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	300	550	770	1 400	2 000	1 850	2 800
Гидравлическое сопротивление при указанном расходе охлаждающей воды, м вод. ст.	3,8	3,8	6,5	3,8	3,8	4	2,4
Число ходов воды	4	4	4	2	2	2	2
Число трубок	1 140	1 846	1 736	1 800	2 050	2 266	2 720
Длина трубок, мм	1 950	2 150	2 805	3 665	3 975	4 055	4 685
Диаметр трубок d <sub>н</sub> /d <sub>в</sub> , мм	16/14	16/14	19/17	19/17	19/17	19/17	24/22
Размеры входного парового патрубка, мм	1 000×600	1 000×700	1 700×1 200	2 000×1 000	2 000×1 000	2 200×1 300	2 850×1 365
Вес конденсатора без воды, т	4	5,7	8,6	12,4	13,27	13,9	18,2
Вес конденсатора с водой, т	5,28	8,1	11,72	16,6	17,9	18,3	27

Примечания: 1. Трубки развальцованы в обеих трубных досках.  
2. Охлаждающая вода пресная.

Сопротивление  $h_2$  подсчитывается по формуле

$$h_2 = \zeta_1 \frac{w_2^2}{2g} [м вод. ст.], \quad (2-20)$$

где  $\zeta_1$  — коэффициент, учитывающий способ закрепления охлаждающих трубок в трубной доске.

Значения  $\zeta$  принимаются:

- при развальцовке трубок с обеих сторон  $\zeta = 1$ ;
- при сальниковом креплении трубок с обоих концов  $\zeta = 1,5$ ;
- при смешанном способе крепления  $\zeta = 1,25$ .

Сопротивление  $h_3$  подсчитывается по формуле:

$$h_3 = \frac{w_{вн}^2}{2g} [м вод. ст.], \quad (2-21)$$

где  $w_{вн}$  — скорость воды во входном и выходном патрубках (обычно они равны).

Численные значения гидравлических сопротивлений современных конденсаторов  $H_k$  приведены в табл. 2-4 и 2-5.

2-5. КОНСТРУКЦИИ КОНДЕНСАТОРОВ

Конденсаторы современных турбин большой единичной мощности отличаются некоторыми конструктивными особенностями. В них обеспечивается незначительное переохлаждение конденсата, малое паровое сопротивление,

корпус и охлаждающие трубки защищены от перегретого пара и т. д.

Пример нового конденсатора типа 50-КЦС-5 турбины типа К-50-90 (ВК-50-3) ЛМЗ показан на рис. 2-5. Пучок конденсаторных трубок имеет глубокие проходы для пара. По длине конденсатора имеется проход для отработавшего пара к нижней части, что способствует устранению переохлаждения конденсата. В конденсаторе предусмотрен боковой отсос паровоздушной смеси, и перед отсосом установлены пучки трубок для охлаждения воздуха. В приемной части конденсатора встроены секции подогревателя низкого давления № 1.

На рис. 2-6 показан конденсатор типа К2-3000-2 турбины типа Т-50-130 (ВТ-50-1) УТМЗ. Трубный пучок конденсатора имеет прямые проходы для пара, что обеспечивает малое паровое сопротивление. Поверхность охлаждения конденсатора  $F_k = 3 000 м^2$  разделена на две части:  $F_k' = 2 545 м^2$  — предназначена для конденсации отработавшего пара охлаждающей водой и  $F_k'' = 455 м^2$  выделена для подогрева сетевой или водопроводной воды (используется в качестве бойлера).

Для ТЭЦ с закрытой схемой теплоснабжения возможны следующие варианты работы этого конденсатора:

при большом расходе пара в конденсатор основная и выделенная поверхности охлаждаются циркуляционной водой;

Таблица 2-5

Конденсаторы турбин высокого давления (технические данные)

Тип конденсатора	25-КЦС-6		25-КЦС-7		25-КЦС-8		К2-1750-1		К2-2000-1		50-КЦС-3		50-КЦС-4		50-КЦС-5											
	Поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	Давление в паровом пространстве, атм	Удельная паровая нагрузка конденсатора при номинальном расходе пара, т/м <sup>2</sup> ·ч	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Гидравлическое сопротивление при указанном расходе охлаждающей воды, м вод. ст.	Число ходов воды	Число трубок	Длина трубок, мм	Диаметр трубок d <sub>н</sub> /d <sub>в</sub> , мм	Размеры входного парового патрубка, мм	Вес конденсатора без воды, т	Вес конденсатора с водой в входном и паровом пространстве, т	Поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	Давление в паровом пространстве, атм	Удельная паровая нагрузка конденсатора при номинальном расходе пара, т/м <sup>2</sup> ·ч	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Гидравлическое сопротивление при указанном расходе охлаждающей воды, м вод. ст.	Число ходов воды	Число трубок	Длина трубок, мм	Диаметр трубок d <sub>н</sub> /d <sub>в</sub> , мм	Размеры входного парового патрубка, мм	Вес конденсатора без воды, т	Вес конденсатора с водой в входном и паровом пространстве, т		
К2-3000-1	3 000	0,036	1	2,5	5 000	2,74	4 250	3 880	3 950×1 650	32,1	43,9	83	2 000	0,03	1,750	0,03	2,000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	32,1	43,9	83	
К2-3000-2	3 000	0,05	1,5	2,5	5 000	2,74	4 250	3 880	3 950×1 650	30,1	45,7	81	2 000	0,03	1,750	0,03	2,000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	30,1	45,7	81	
100-КЦС-2	3 000×2	0,03	30	2,5	16 000	3,6	6 050	6 050	24/22	20,5	45,3	81	1 750	0,03	1,750	0,03	2,000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	20,5	45,3	81	
100-КЦС-4	3 000×2	0,035	30	2,5	16 000	3,6	6 050	6 050	24/22	20,5	45,3	81	1 750	0,03	1,750	0,03	2,000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	20,5	45,3	81	
К-150-9115	9 115	0,035	29,7	2,5	20 812	3,6	6 050	6 050	25/23	31,5	47,6	87,6	3 000	0,06	3 000	1,6	8 000	8 000	3,6	2	5 900	6 650	26/23	5 250×2 200	54,6	74,6
КТ2-6200-1	3 100×2	0,051	4	2,5	16 000	3,6	6 050	6 050	25/23	31,5	47,6	87,6	3 000	0,03	2 000	0,03	2 000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	31,5	47,6	87,6	
200-КЦС 2	4 500×2	0,035	26,6	2,5	25 000	3,6	6 050	6 050	25/23	31,5	47,6	87,6	3 000	0,03	2 000	0,03	2 000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	31,5	47,6	87,6	

Продолжение табл. 2-5

Тип конденсатора	К2-3000-1		100-КЦС-2		100-КЦС-4		К-150-9115		200-КЦС 2																	
	Поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	Давление в паровом пространстве, атм	Удельная паровая нагрузка конденсатора при номинальном расходе пара, т/м <sup>2</sup> ·ч	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Гидравлическое сопротивление при указанном расходе охлаждающей воды, м вод. ст.	Число ходов воды	Число трубок	Длина трубок, мм	Диаметр трубок d <sub>н</sub> /d <sub>в</sub> , мм	Размеры входного парового патрубка, мм	Вес конденсатора без воды, т	Вес конденсатора с водой в входном и паровом пространстве, т	Поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	Давление в паровом пространстве, атм	Удельная паровая нагрузка конденсатора при номинальном расходе пара, т/м <sup>2</sup> ·ч	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Гидравлическое сопротивление при указанном расходе охлаждающей воды, м вод. ст.	Число ходов воды	Число трубок	Длина трубок, мм	Диаметр трубок d <sub>н</sub> /d <sub>в</sub> , мм	Размеры входного парового патрубка, мм	Вес конденсатора без воды, т	Вес конденсатора с водой в входном и паровом пространстве, т		
К2-3000-1	3 000	0,036	1	2,5	5 000	2,74	4 250	3 880	3 950×1 650	32,1	43,9	83	2 000	0,03	1,750	0,03	2,000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	32,1	43,9	83	
100-КЦС-2	3 000×2	0,03	30	2,5	16 000	3,6	6 050	6 050	24/22	20,5	45,3	81	1 750	0,03	1,750	0,03	2,000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	20,5	45,3	81	
100-КЦС-4	3 000×2	0,035	30	2,5	16 000	3,6	6 050	6 050	24/22	20,5	45,3	81	1 750	0,03	1,750	0,03	2,000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	20,5	45,3	81	
К-150-9115	9 115	0,035	29,7	2,5	20 812	3,6	6 050	6 050	25/23	31,5	47,6	87,6	3 000	0,06	3 000	1,6	8 000	8 000	3,6	2	5 900	6 650	26/23	5 250×2 200	54,6	74,6
200-КЦС 2	4 500×2	0,035	26,6	2,5	25 000	3,6	6 050	6 050	25/23	31,5	47,6	87,6	3 000	0,03	2 000	0,03	2 000	5 000	2,74	2	3 880	3 950×1 650	31,5	47,6	87,6	

Примечания: 1. Число ходов воды равно двум.  
2. Трубки развальцованы в обеих трубных досках.

3. Все конденсаторы предназначены для работы на пресной воде; конденсатор типа 25-КЦС-8 предназначен для работы на морской воде, а конденсатор типа К-150-3085 может работать и на пресной и на морской воде.

\* 2,5/6 или — давление в пространстве основного и встроеного пучков.  
\*\* Из них: 11 (32 шт. д. 26/26, 520 шт. д. 28/24).







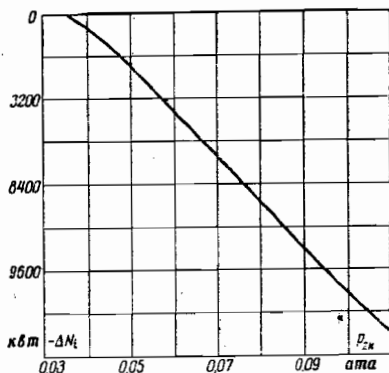


Рис. 2.8. Изменение мощности  $\Delta N_i$  турбины ЛМЗ типа К-200-130 (ПВК-200) в зависимости от давления пара в конденсаторе  $p_{2k}$  при  $D_k = 417 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

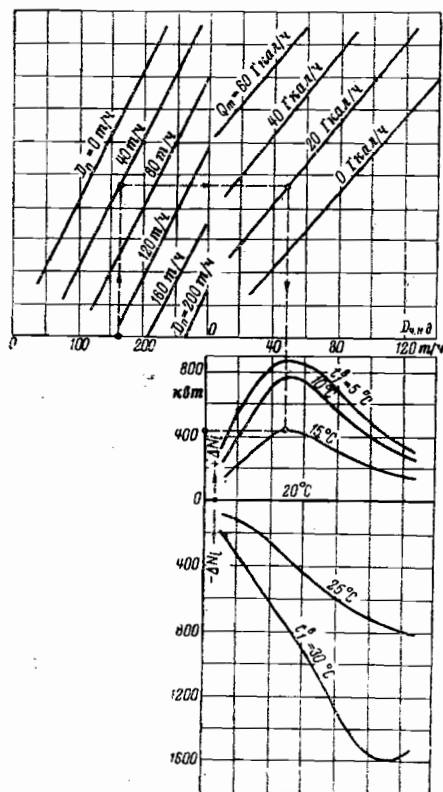


Рис. 2.9. Изменение мощности  $\Delta N_i$  турбины УТМЗ типа ПТ-50-130/7 (ВПТ-50-4) в зависимости от температуры охлаждающей воды  $t_1^a$ .

точно точно, а расчетным способом может быть построена только приближенно. Для любого режима работы турбины достаточно определить температуру пара, поступающего в конденсатор  $t_п$ , и по таблицам водяного пара взять соответствующее давление  $p_{2k}$ .

В основу расчетов принимается уравнение

$$t_п = t_1^a + \Delta t + \delta t \text{ [}^\circ\text{C]}, \quad (2-22)$$

где  $\Delta t = t_2^a - t_1^a$  — нагрев охлаждающей воды в конденсаторе,  $^\circ\text{C}$ ;

$\delta t = t_п - t_2^a$  — температурный напор,  $^\circ\text{C}$ ;

$\Delta t$  — определяется приближенно по формуле

$$\Delta t = \frac{(i_1 - \bar{i}_k)}{m}, \quad (2-23)$$

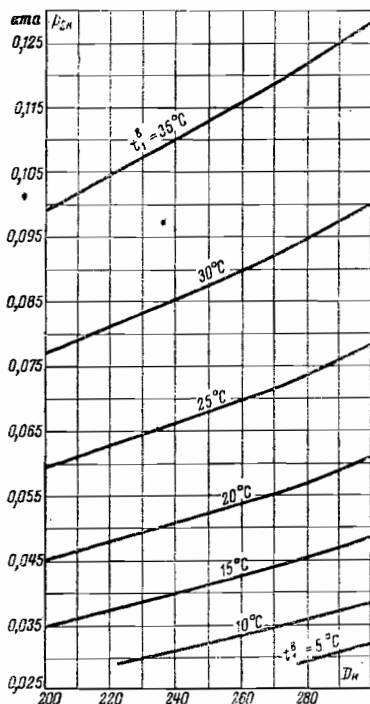


Рис. 2.10. Изменение давления пара  $p_{2k}$  в конденсаторе типа 100-КПС-4 турбины типа К-100-90 (БК-100-6) в зависимости от расхода пара  $D_k$  при расходе охлаждающей воды  $W_k = 16000 \text{ м}^3/\text{ч}$  и различных значениях  $t_1^a$ .

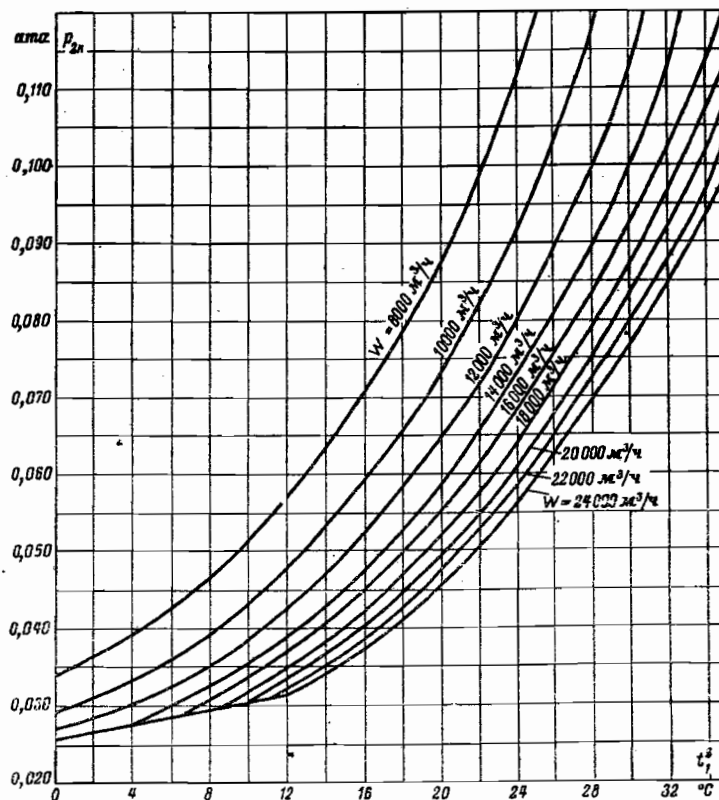


Рис. 2.11. Изменение давления пара  $p_{2k}$  в конденсаторе типа 100-КПС-4 турбины типа К-100-90 (БК-100-6) в зависимости от температуры  $t_1^a$  и расхода охлаждающей воды  $W_k$  при  $N_3^{\text{ном}} = 100000 \text{ квт}$ .

где  $i_2$  — теплосодержание пара, поступающего в конденсатор, ккал/кг;

$\bar{i}_k$  — теплосодержание конденсата (численно равно его температуре), ккал/кг;

$m = \frac{W_k}{D_k}$  — кратность охлаждения ( $W_k$  и  $D_k$  при расчете известны).

Значения  $i_2 - \bar{i}_k$  принимают:

для регенеративных конденсаторов турбин среднего и высокого давления с параметрами от 29 атм и 400 $^\circ\text{C}$  до 90 атм и 500 $^\circ\text{C}$   $i_2 - \bar{i}_k = 510 - 530 \text{ ккал/кг}$ ;

для нерегенеративных конденсаторов турбин небольшой мощности среднего давления и регенеративных конденсаторов турбин высокого давления с параметрами 90 атм и 535 $^\circ\text{C}$   $i_2 - \bar{i}_k = 515 - 535 \text{ ккал/кг}$ ;

для конденсаторов современных турбин с промежуточным перегревом пара и параметрами 130 атм и 565/565 $^\circ\text{C}$   $i_2 - \bar{i}_k = 550 - 570 \text{ ккал/кг}$ .

Температурный напор определяется по приближенной формуле А. В. Щегляева [Л. 12]:

$$\delta t = \frac{A}{31,5 + t_1^a} \left( \frac{D_k}{F_k} + 7,5 \right), \quad (2-24)$$

где  $A$  — коэффициент, характеризующий чистоту поверхности охлаждения и воздушную плотность конденсатора.

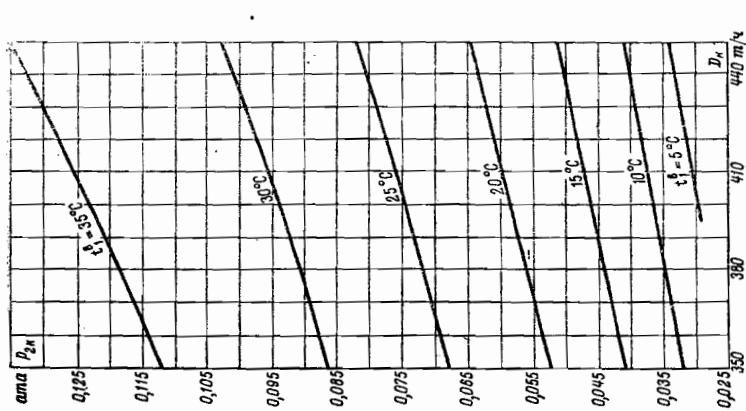


Рис. 2-12. Изменение давления пара  $p_{2k}$  в конденсаторе типа 200-КЦС-2 турбины типа К-200-130 (ПКВ-200) в зависимости от расхода пара  $D_k$  при расходе охлаждающей воды  $W_k = 25\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$  и различных значениях  $t_1^a$

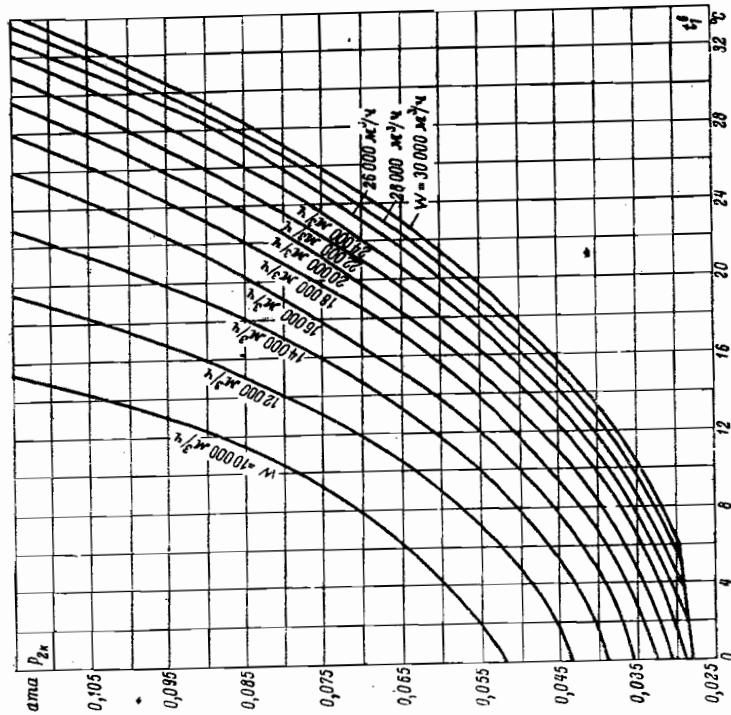


Рис. 2-13. Изменение давления пара  $p_{2k}$  в конденсаторе типа 200-КЦС-2 турбины типа К-200-130 (ПКВ-200) в зависимости от температуры  $t_1^a$  и расхода охлаждающей воды  $W_k$  при  $N_3^{\text{ном}} = 200\,000 \text{ квт}$ .

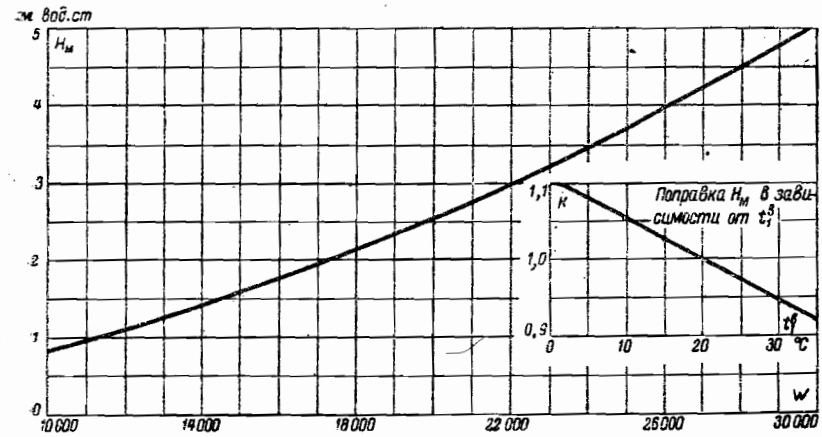


Рис. 2-15. Изменение гидравлического сопротивления конденсатора типа 200-КЦС-2 в зависимости от расхода охлаждающей воды при  $t_1^a = 20^\circ \text{C}$ .

Для чистой поверхности конденсатора и хорошей воздушной плотности  $A=5$ ; для конденсатора среднего качества  $A \approx 7$ .  
На рис. 2-10 приведена зависимость давления  $p_{2k}$  от расхода пара  $D_k$  при различных значениях  $t_1^a$  для конденсатора типа 100-КЦС-4 турбины типа К-100-90 (ВК-100-6);  $W_k = 16\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

На рис. 2-11 для того же конденсатора показана зависимость давления  $p_{2k}$  от температуры  $t_1^a$  при различных расходах охлаждающей воды  $W_k$  и номинальной мощности турбины  $N_3^{\text{ном}} = 100\,000 \text{ квт}$ .

На рис. 2-12 и 2-13 представлены аналогичные зависимости для конден-

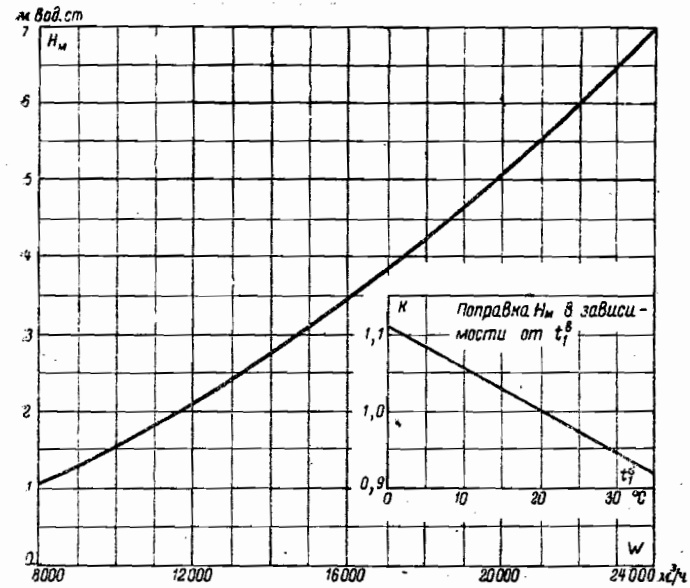


Рис. 2-14. Изменение гидравлического сопротивления  $H_k$  конденсатора типа 100-КЦС-4 в зависимости от расхода охлаждающей воды при  $t_1^a = 20^\circ \text{C}$ .

Пароструйные эжекторы (технические данные)

Тип эжектора	ЭП-2-400-3					ЭП-3-600-4		ЭП-1-600-3		ЭЖ-А	ЭЖ-В	ЭЖ-Л	Э-2-4	ЭЛ-1	Отсос пара из концевых уплотнений				
	Основной	Основной	Основной	Основной	Основной	Основной	Основной	Основной	Основной						ХТГЗ	ХТГЗ	ХТГЗ	ХТГЗ	УТМЗ
Назначение	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ	ХТГЗ	ХТГЗ	ХТГЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ
Завод-изготовитель	16	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	15	15	15	5	5	5	5
Расчетное минимальное давление пара, атм	400	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	90	90	90	220	220	220	220
Расход пара, кг/ч	60	75	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	177	177	177	730	730	730	730
Количество отсасываемого сухого воздуха, кг/ч	25	15-17	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	680	680	680	680	680	680	680
Давление всасывания, мм рт. ст.	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	60	60	60	—	—	—	—
Пробные гидравлические давления, кг/см <sup>2</sup> :	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
паропровод	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
трубная система и водяная камера	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	15	15	15	15	15	15	15
всасывающая камера и корпус	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2	2	2	2	2	2	2
Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	80	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	50	50	50	50	50	50	50
Гидравлическое сопротивление, м вод. ст.	2	0,4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0,57	0,57	0,57	1,6	1,6	1,6	1,6
Вес эжектора без воды, кг	1 120	2 160	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	330	330	330	2 85	2 85	2 85	2 85
Вес эжектора при заполнении водой	1 460	3 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 046	1 046	1 046	1 046
Водяная система и паропроизводящая камера охлаждающей, кг	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Материал трубок — латунь Л-68.

сатора типа 200-КЦС-2 турбины типа К-200-130 (ПВК-200).

На рис. 2-14 и 2-15 даны зависимости гидравлического сопротивления  $H_k$  от расходов охлаждающей воды  $W_k$  для конденсаторов типов 100-КЦС-4 и 200-КЦС-2.

## 2-7. ПАРОСТРУЙНЫЕ ЭЖЕКТОРЫ

Пароструйные эжекторы предназначены для удаления воздуха из конденсаторов. Эжекторы изготавливают одно-, двух- и трехступенчатыми. Одноступенчатые эжекторы создают относительно небольшое разрежение (около 550—600 мм рт. ст.) и применяются в качестве пусковых для быстрого отсоса воздуха, из конденсаторов и подъемных при пуске циркуляционных насосов.

Двух- и трехступенчатые эжекторы создают глубокое разрежение и применяются в качестве рабочих в паротурбинных установках.

Для турбин ЛМЗ мощностью 25 000 кВт применяются двухступенчатые эжекторы типа ЭП-2-400-3. Турбины ЛМЗ мощностью от 50 000 до 200 000 кВт снабжаются трехступенчатыми эжекторами типа ЭП-3-600-4: турбина типа К-50-90 (ВК-50-1) имеет один эжектор, турбины типов К-50-90 (ВК-50-3), К-100-90 (ВК-100-6), К-150-130 (ПВК-150) и К-200-130 (ПВК-200) — по два эжектора; такого же типа эжекторы применяются для турбин УТМЗ.

Для турбин НЗЛ и ХТГЗ применяются другие типы эжекторов. Технические данные эжекторов различных заводов приведены в табл. 2-6.

С целью предупреждения попадания пара из лабиринтовых уплотнений турбин в машинный зал применяют

специальные эжекторы: для турбин ХТГЗ типа К-150-130 (ПВК-150) — эжектор типа ЭЛ-1; для турбин УТМЗ мощностью 25 000 кВт — эжектор типа ХЭ-25-220, для турбин мощностью 50 000 кВт — типа ХЭ-40-350, на 100 000 кВт — типа ХЭ-70-550 (табл. 2-6).

На рис. 2-16 показан трехступенчатый эжектор типа ЭП-3-600-4, заблокированный с пусковым эжектором типа ЭП-1-600-3. Заводские характеристики эжекторов ЛМЗ, представляющие зависимость давления всасывания от производительности эжектора при неизменном давлении рабочего пара, приведены на рис. 2-17.

Последние конструкции эжекторов ЛМЗ снабжают приборами для замера количества отсасываемого воздуха, что позволяет контролировать воздушную плотность конденсатора. Приборы для контроля работы эжектора и замера количества воздуха смонтированы на выпускном патрубке эжектора (рис. 2-18).

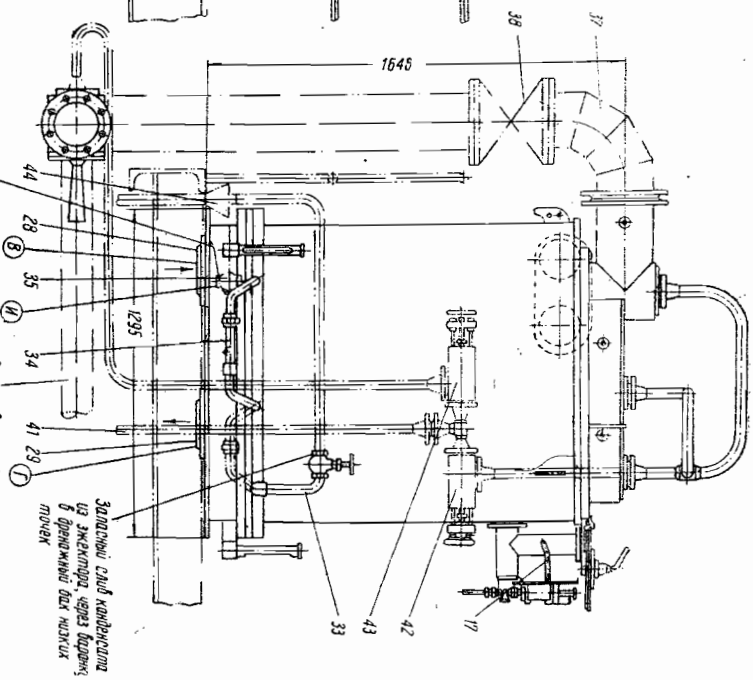
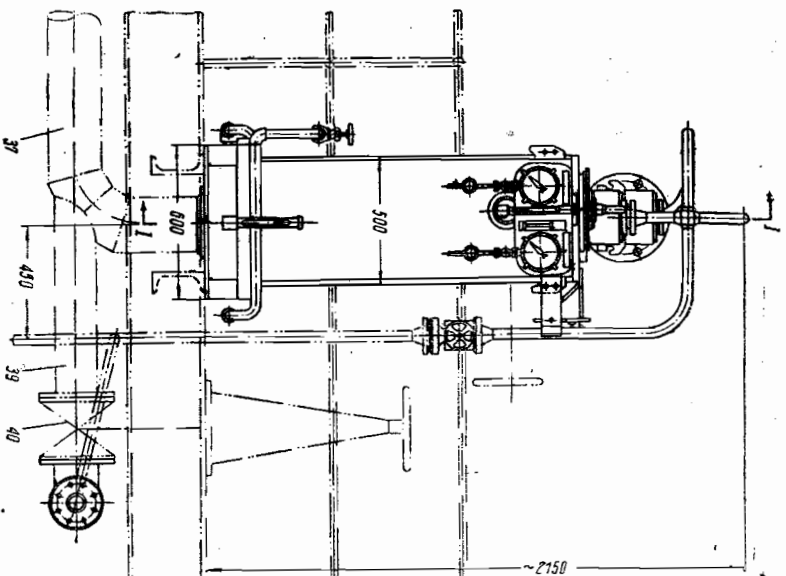
Оценка воздушной плотности конденсатора производится по формуле Л. Д. Бермана:

$$G_v \leq c \left( \frac{D_k}{100} + 1 \right), \quad (2-25)$$

где  $c$  — показатель, принимаемый равным 1, 2 или 4, отвечающий соответственно отличной, хорошей и посредственной плотности;

$G_v$  — измеренное количество воздуха, удаляемое из конденсатора эжекторами, кг/ч;

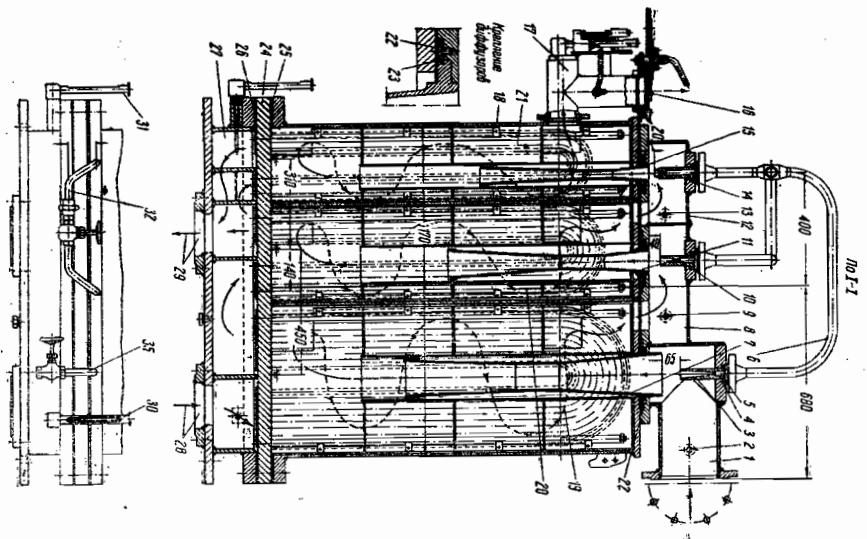
$D_k$  — номинальное (расчетное) количество пара, поступающего в конденсатор, т/ч.



Сальник конденсата из эжектора присоединяется к конденсатопроводу конденсата в месте, обозначенном подробной конструкцией не менее 600 мм над стл.

Выход в атмосферу трубопровода эжектора

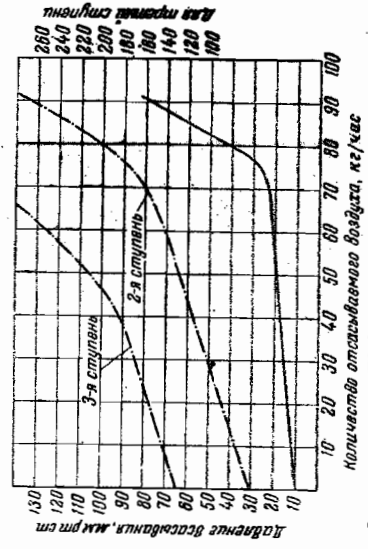
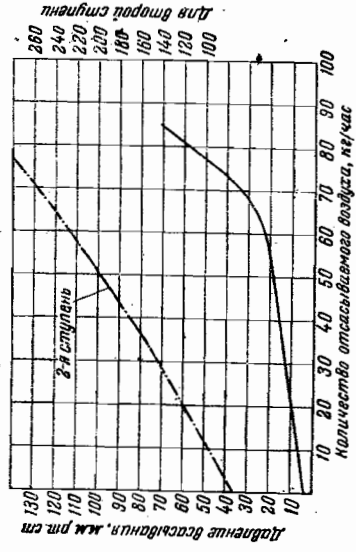
Рис. 2.16.



1 — камера всасывания 1-й ступени эжектора; 2 — для присоединения вакуумметра; 3 — паровое кольцо 1-й ступени эжектора; 4 — паропровод; 5 — стальная збучка паропровода; 6 — паропровод к солидам; 7 — диффузор 1-й ступени; 8 — камера всасывания 2-й ступени; 9 — для присоединения контрольного вакуумметра; 10 — кольцо 2-й ступени; 11 — диффузор 2-й ступени; 12 — камера всасывания 3-й ступени; 13 — для присоединения контрольного вакуумметра; 14 — кольцо 3-й ступени; 15 — паропровод; 16 — паропровод; 17 — паропровод; 18 — корпус; 19 — камера с пучком трубок охлаждающей 1-й ступени; 20 — то же 2-й ступени; 21 — то же 3-й ступени; 22 — паропровод; 23 — паропровод; 24 — паропровод; 25 — паропровод; 26 — паропровод; 27 — паропровод; 28 — паропровод; 29 — паропровод; 30 — паропровод; 31 — паропровод; 32 — паропровод; 33 — паропровод; 34 — паропровод; 35 — паропровод; 36 — паропровод; 37 — паропровод; 38 — паропровод; 39 — паропровод; 40 — паропровод; 41 — паропровод; 42 — паропровод; 43 — паропровод; 44 — паропровод.

Рис. 2.16. Трехступенчатый эжектор типа ЭП-3-600-4, соликорректируемый с пусковым эжектором типа ЭП-1-600-3.

1 — камера всасывания 1-й ступени эжектора; 2 — для присоединения вакуумметра; 3 — паровое кольцо 1-й ступени эжектора; 4 — паропровод; 5 — стальная збучка паропровода; 6 — паропровод к солидам; 7 — диффузор 1-й ступени; 8 — камера всасывания 2-й ступени; 9 — для присоединения контрольного вакуумметра; 10 — кольцо 2-й ступени; 11 — диффузор 2-й ступени; 12 — камера всасывания 3-й ступени; 13 — для присоединения контрольного вакуумметра; 14 — кольцо 3-й ступени; 15 — паропровод; 16 — паропровод; 17 — паропровод; 18 — корпус; 19 — камера с пучком трубок охлаждающей 1-й ступени; 20 — то же 2-й ступени; 21 — то же 3-й ступени; 22 — паропровод; 23 — паропровод; 24 — паропровод; 25 — паропровод; 26 — паропровод; 27 — паропровод; 28 — паропровод; 29 — паропровод; 30 — паропровод; 31 — паропровод; 32 — паропровод; 33 — паропровод; 34 — паропровод; 35 — паропровод; 36 — паропровод; 37 — паропровод; 38 — паропровод; 39 — паропровод; 40 — паропровод; 41 — паропровод; 42 — паропровод; 43 — паропровод; 44 — паропровод.

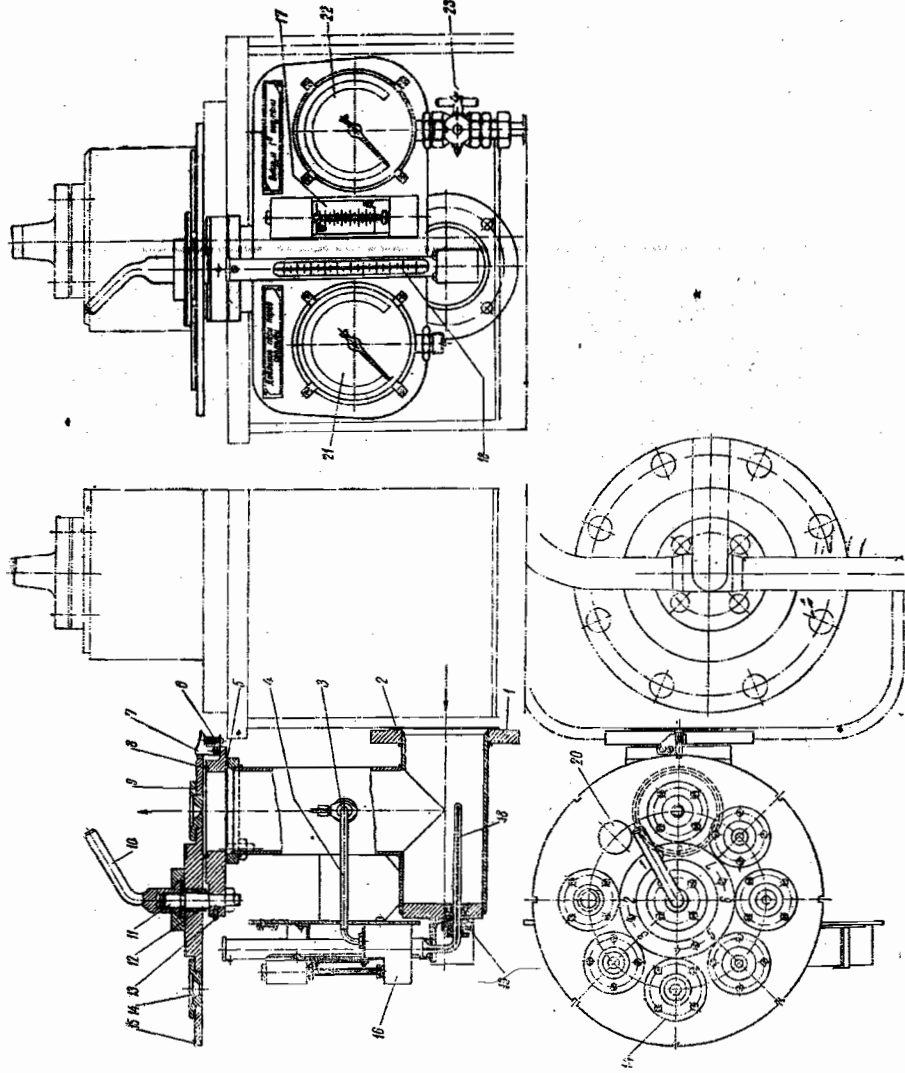


а) Рис. 2-17. Характеристики пароструйных эжекторов ЛМЗ.

а) — двухступенчатый эжектор типа ЭП-2-400-3; б) — трехступенчатый эжектор типа ЭП-3-600-4.

Рис. 2-18. Приборы контроля работы главного эжектора.

1 — фланец выпускной патрубка для присоединения к камере охладителя последней ступени эжектора; 2 — паранитовая прокладка; 3 — воздушный кранчик к 16; 4 — резиновая трубка к 16; 5 — паранитовая прокладка; 6 — пружина защелки; 7 — защелка; 8 — резиновое уплотнительное кольцо; 9 — прокладка из бумаги; 10 — рычаг отключения; 11 — масляный вентиль; 12 — латунная втулка; 13 — стопорный винт к 11; 14 — колпачок из семи мерных шайб; 15 — поворотный диск; 16 — ртутный манометр; 17 — поджимная шкалка к 16; 18 — ртутный термометр; 19 — сальник в месте выхода паровоздушной смеси в атмосферу; 20 — трубка; 21 — манометр на давление перед соплами; 22 — манометр в присоединении к камере высокого давления; 23 — пружинный вакуумметр (0 — 760 мм рт. ст.), измеряющий разрежение во всасывающей камере 1-й ступени эжекта; 24 — трехходовые пробковые кранчики.



## 2-8. КОНДЕНСАТНЫЕ И ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ НАСОСЫ

Конденсатные насосы служат для откачки конденсата отработавшего пара из конденсаторов и подачи его через теплообменники регенеративной системы в деаэраторы.

Расчетная производительность конденсатного насоса (при 100% резерве):

$$Q_k = (1,1 \div 1,2) D_k [м^3/ч], \quad (2-26)$$

где  $D_k$  — количество пара, поступающего в конденсатор,  $т/ч$ .

Коэффициент 1,1—1,2 учитывает количество конденсата дренажей регенеративной системы, поступающего в конденсатор.

Полный напор конденсатного насоса

$$H = H_2 + 10(p_n - p_{2к}) - \Sigma h_{пот} [м вод. ст.], \quad (2-27)$$

где  $H_2$  — геометрическая высота подачи конденсата (разница между высотными отметками уровня деаэратора и конденсатора),  $м вод. ст.$ ;

$p_n$  — давление в деаэраторе,  $атм$ ;

$p_{2к}$  — давление в конденсаторе,  $атм$ ;

$\Sigma h_{пот}$  — сумма потерь напора в трубопроводах и теплообменниках с учетом скоростных потерь на входе и выходе конденсата,  $м вод. ст.$

Полный напор конденсатных насосов составляет: для турбинных установок среднего давления от 35 до 60  $м вод. ст.$  и для высокого давления от 110 до 160  $м вод. ст.$

Мощность, потребляемая конденсатным насосом,

$$N_{к.н} = \frac{Q_k H \gamma}{3600 \cdot 102 \eta_n} [квт], \quad (2-28)$$

где  $\gamma$  — удельный вес воды,  $кг/м^3$ ;

$\eta_n$  — к. п. д. насоса.

Мощность электродвигателя с учетом возможных перегрузок принимается на 15—20% больше мощности, потребляемой насосом.

Технические данные конденсатных насосов приведены в табл. 2-7.

Циркуляционные насосы служат для подачи охлаждающей воды в кон-

денсатор, маслоохладители и воздухоохладители.

Расчетная производительность циркуляционных насосов

$$W = W_k + W_m + W_b [м^3/ч], \quad (2-29)$$

где  $W_k$  — расход охлаждающей воды через конденсатор,  $м^3/ч$ ;

$W_m$  — расход воды через маслоохладители,  $м^3/ч$ ;

$W_b$  — расход воды через воздухоохладители генератора,  $м^3/ч$ .

$W_k$  известен из теплового расчета конденсатора при работе в условиях жаркого летнего времени. Расходы воды  $W_m$  и  $W_b$  известны из тепловых расчетов масло- и воздухоохладителей; в среднем расход воды на эти теплообменники составляет для турбин небольшой мощности 6—15%  $W_k$  и для турбин большой мощности с двухходовыми конденсаторами 3—7%  $W_k$ .

Полный напор циркуляционного насоса

$$H = H_r + H_k + \Sigma h_{тр} + \Sigma h_{м.с} + \frac{w_{в1}^2 + w_{в2}^2}{2g} [м вод. ст.], \quad (2-30)$$

где  $H_r$  — геометрический напор,  $м вод. ст.$ ;

$H_k$  — гидравлическое сопротивление конденсатора, вычисляемое по формуле (2-18),  $м вод. ст.$ ;

$\Sigma h_{тр}$  — потеря напора на трение во всасывающем и нагнетательном трубопроводах,  $м вод. ст.$ ;

$\Sigma h_{м.с}$  — потеря напора на местные сопротивления задвижек, на повороты и пр.,  $м вод. ст.$ ;

$w_{в1}$  — скорость воды при входе во всасывающую трубу,  $м/сек$ ;

$w_{в2}$  — скорость слива воды из нагнетательного трубопровода,  $м/сек$ .

Геометрический напор (рис. 2-19)

$$H_r = H_n - H_c [м вод. ст.], \quad (2-31)$$

где  $H_n$  — высота подъема воды,  $м вод. ст.$ ;

$H_c$  — высота сифона (обычно не более 7,5—8  $м вод. ст.$ ),  $м вод. ст.$

Таблица 2-7

Конденсатные насосы (технические данные)

Марка насоса	Продолжительность, $ч^2/ч$	Полный напор, $м вод. ст.$	Число оборотов в 1 мин	Потребляемая мощность, $квт$	Кэффицент полезного действия насоса, %	Габариты, мм			Вес, кг	Диаметр патрубков, мм		Электроподогреватель		Количество насосов на турбостановку
						длина	ширина	высота		всасывающего	нагнетательного	тип	мощность, $квт$	
2К-6	10	34,5	2900	1,85	50,6	408	270	290	0,03	50	40	A-42-2	4,5	1
3К-9	30	34,8	2900	4,6	62	485	300	362	0,042	80	50	A-51-2	7,2	1
ЭКН-18-к	12—14	35	1500	4,5	—	472	500	455	0,28	100	50	АО-51-4	4,5	2
5Кс-5×2	35*	61,5	1450	11,72	50	1357	540	1056	0,482	125	80	A-71-4	20	2
5Кс-5×4	50	59	1450	13,95	57,5	2168	540	1285	1,018	125	80	A-81-4	40	2
8Кс-Д-5×3	50	110	1450	26,1	57,5	1975	880	1645	1,92	200	100	ДАМП-6-115-4	110	2
10Кс-Д-5×3	119	125	1450	66	61	2453	1160	2320	4,22	250	150	A-104-6	160	3
16КсВ-11×4	140	120	1450	74	63	1500	1400	1400	3,95	400	250	ГАМ-6-127-6	185	2
12КсВ-9×4	160	160	1480	230	70	1300	800	800	5,12	300	200	ГАМТ-6-128-6	190	3
	300	160	1480	230	70	1300	800	800	5,12	300	200	ДАМВ-115/4	230	3

\* Высота в зависимости от типа электродвигателя.



Циркуляционные насосы (технические данные)

Марка насоса	Производительность, л/ч	Полная напор, м вод. ст.	Число оборотов в 1 мин	Потребляемая мощность, кВт	Коэффициент полезного действия насоса, %	Габариты, мм			Вес, кг	Диаметр патрубков, мм	
						длина	ширина	высота		всасывающего	нагнетательного
8К-12	220	32	1 450	23,6	79	660	580	615	0,486*	200	125
	280	29,1	1 450	27	82,5	1 258	1 135	890			
	340	25,4	1 450	30	80						
8ПДв	720	89	1 450	216	81	1 350	1 537	1 250	1,65	250	200
	540	94	1 450	178	78						
16ПДн	1 980	21	900	133	85	1 760	2 072	1 500	3,0	600	500
	1 800	16	900	89,1	88						
	1 500	15	750	79	83						
20ПДн	3 240	32	960	308	89	2 150	2 316	1 895	5,0	800	600
	3 000	23	960	222	89						
	2 500	17,5	730	132	80						
24ПДн	5 000	26	730	398	90	2 660	2 070	1 880	8,2	1 250	1 250
	4 700	20	730	285	90						
	4 000	16,5	585	198	90						
40ПРВ-60	10 600	6-11	485	260-500	80-85	3 220	1 880	7 320	14	1 400	1 675
	17 300	10-21	485	450-940	80-85						
	17 300	10-21	485	450-940	80-85						
Оп2-110	11 200	9,2-16,4	485	500-910	80-87	2 660	2 070	1 880	8,2	1 100	1 250
	22 200	15,3-23	485	925-1 390	80-87						
	21 800	14 400-21 800	585	925-1 390	80-87						
Оп5-110	11 520	4,4-7,8	365	230-830**	86	2 660	2 070	1 880	8,2	1 250	1 250
	19 440	4,4-7,8	365	230-830**	86						
	14 760-23 760	7,5-12,7	485	230-830**	86						
Оп5-110	14 760	7,5-12,7	485	230-830**	86	3 220	1 880	7 320	14	1 400	1 675
	21 600	9-16,2	365	1 030	87						

\* Вес насоса и электродвигателя вместе с плитой.

\*\* Рекомендуемая мощность электродвигателя.

Для работающей турбинной установки полный напор циркуляционных насосов определяется по уравнению

$$H = H_m + H_v + \frac{w_{v1}^2 + w_{v2}^2}{2g} \quad [\text{м вод. ст.}], \quad (2-32)$$

где  $H_m$  — напор воды на выходе из насоса по показанию манометра, отнесенный к оси насоса, м вод. ст.;

$H_v$  — разрежение на входе в насос по показанию вакуумметра, отнесенное к оси насоса, м вод. ст.

Мощность, потребляемая циркуляционным насосом,

$$N_{ц.н} = \frac{WH_{ц.н}}{3600 \cdot 102 \eta_{ц.н}} \quad [\text{квт}], \quad (2-33)$$

где  $\eta_{ц.н}$  — к. п. д. циркуляционного насоса (для различных насосов  $\eta_{ц.н} = 0,79-0,9$ ).

Электрическая мощность, потребляемая от электросети для привода циркуляционного насоса

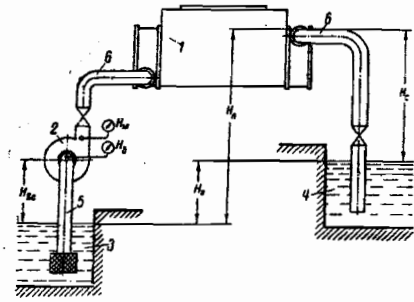


Рис. 2-19. Схема сифона.

1 — конденсатор; 2 — циркуляционный насос; 3 — приемный колодец; 4 — сливной колодец; 5 — всасывающая труба; 6 — напорный трубопровод.

$$N_{эд} = \frac{N_{ц.н}}{\eta_{эд}} \quad [\text{квт}], \quad (2-34)$$

$\eta_{эд}$  — к. п. д. электродвигателя; можно принимать: для электродвигателей мощностью до 30 квт,  $\eta_{эд} = 0,85-0,89\%$ , для электродвигателей мощностью от 100 до 250 квт  $\eta_{эд} = 0,9-0,93$ .

Технические данные циркуляционных насосов представлены в табл. 2-8.

## ГЛАВА ТРЕТЬЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ

### 3-1. ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ СЕРИИ Т2 С ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ

Двухполюсные турбогенераторы трехфазного тока серии Т2 с воздушным охлаждением предназначены для выработки переменного тока; привод генераторов осуществляется паровыми турбинами, работающими с числом оборотов 3000 в 1 мин. Серия Т2 охватывает генераторы мощностью от 750 до 50 000 квт.

Для обеспечения надежной эксплуатации и удобства обслуживания генераторы выполнены с закрытыми с замкнутой системой вентиляции и охлаждением горячего воздуха в водяных воздухоохладителях. Генераторы снабжаются возбудителями серии ВТ.

Роторы генераторов с роторами турбин соединяются посредством пружинных, полугибких и жестких муфт. Соединение якоря возбудителя с рото-

ром генератора осуществляется посредством эластичной муфты. Возбудитель типа ВТ-20-3000 к ротору генератора присоединяется при помощи гибкого вала.

Генераторы изготавливаются с одним подшипником скольжения (генераторы типов Т2-0,75-2 и Т2Б-1,5-2 выполнены с двумя подшипниками).

Смазка подшипников осуществляется принудительно, от масляной системы турбины. Подшипник со стороны возбудителя во избежание вредного воздействия блуждающих токов электрически изолирован от фундаментной плиты и маслопроводов.

Возбудители монтируют на собственной фундаментной плите на двух подшипниках. Возбудители типа ВТ-20-3000 и ВТ-75-3000 изготавливаются открытыми с разомкнутой системой вентиляции. Возбудители типов ВТ-120-3000 и ВТ-170-3000 имеют замкнутую систему вентиляции с охлаж-

Таблица 3-1  
Турбогенераторы трехфазного тока серии Т2 с воздушным охлаждением завода "Электросила" (технические данные)

Тип генератора	Тип генератора	Т2-0,75-2	Т2Б-1,5-2	Т2-2,5-2	Т2-4-2	Т2-6-2	Т2-12-2	Т2-25-2	Т2-50-2
Активная мощность, кВт	750	1 500	2 500	4 000	6 000	12 000	25 000	50 000	
Коэффициент полезности (cos φ)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,85	
Номинальное напряжение, в	400/230; 525; 6 300	400; 525; 3 150; 6 300	3 150; 6 300	3 150; 6 300	3 150; 6 300	3 150; 6 300	6 300; 10 500	6 300; 10 500	
Критическая скорость вращения, об/мин	93,5	94,5	95,0	96,0	96,4	97,0	97,4	97,6	
Маховой момент (GDP), м <sup>2</sup>	0,18	0,24	0,5	0,6	0,6	2,6	4,84	13,5	
Тип ротора	1,6	2,3	3,8	4,1	6,2	8,5	17,5	30,9	
Вес, т	3	10,8	18,3	20,0	31,0	40,3	89,5	129,0	
Тип возбуждения	ВТ-20-3000	ВТ-20-3000	ВТ-40-3000	ВТ-50-3000	ВТ-50-3000	ВТ-75-3000	ВТ-120-3000	ВТ-170-3000	
Тип воздухоохладителя	ВПТ-108-1000	ВПТ-108-1000	ВПТ-3	ВПТ-3	ВПТ-3	2ВВП-3	ВВП-12	ВВП-25	

Примечания: 1. Данные действительны при температуре охлаждающего воздуха +40° С.  
2. Вращающий момент короткого замыкания принят десятикратным.  
3. Все генераторы рассчитаны на 3 000 об/мин.

Таблица 3-2

Возбудители серии ВТ к генераторам серии Т2 (технические данные)

Тип возбудителя	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, в	Номинальный ток, а	Минимальное напряжение возбуждения при работе, в	Потребляемая мощность, в	Скорость вращения, в/сек	Коэффициент действия по номинальной нагрузке, %	Тип	Число ступеней	Шунтовой регулятор		Вес якоря, кг	Общий вес возбудителя, т
										Общая сопротивление, ом	максимальная		
ВТ-20-3000	20	60	334	10	120	120	80	РЗВ-31Б	98	58,4	8	175	0,9
ВТ-40-3000	40	115	348	20	175	240	87	РЗВ-31Б	90	50	11	200	1,3
ВТ-50-3000	50	150	333	40	220	280	88	РЗВ-31Б	90	89	10	235	1,5
ВТ-75-3000	75	230	325	50	350	380	89	РЗВ-41В	140	107	10	255	1,5
ВТ-120-3000	120	250	520	50	400	400	90	РЗВ-41В	140	84	11	395	2,8
ВТ-170-3000	170	230	740	60	450*	500	90	РЗВ-41В	140	392	5	785	5,2

\* При включении добавочной сопротивлении 27 ом.

Таблица 3-3

Воздухоохладители генераторов серии Т2 (технические данные)

Тип воздухоохладителя	Тепло, отводимое в воздухоохладители и эквивалентное мощностные, ккал		Расход воды, м <sup>3</sup> /ч	Разность давлений напора, и вод. ст.	Расход воздуха, м <sup>3</sup> /сек	Разность воздушного напора, мм вод. ст.	Число секций	Число ходов воды	Соединение по воде	Соединение по воздуху	Пробное гидравлическое давление, кг/см <sup>2</sup>	Общий вес воздухоохладителя без воды, т
	максимальный	минимальный										
ВПТ-108-1000	70	18,5	4	1,8	22	1	6	—	—	—	5	0,4
ВОП-3	140	60	2,5	4	25	1	4	—	—	—	3	1,1
2ВОП-3	200	80	1,7	8	25	2	4	Параллельное	Параллельное	—	3	2,2
ВОП-12	350	100	2	12	22	2	4	Параллельное	Параллельное	—	3	2,7
ВОП-25	650	300	1,7	20	16	2	2	Параллельное	Параллельное	—	3	4,2
ВОП-75	1 200	275	3,5	36	55	4	6	Параллельное	Параллельное	—	3	10,2

Примечания: 1. Температура охлаждающей воды (на входе) +30° С.  
2. Температура охлаждающего воздуха +40° С.

Таблица 3-4

Расход и давление масла в подшипниках генераторов серии Т2 и возбудителей серии ВТ

Тип генератора	Расход масла, л/мин			Давление масла в подшипниках, кг/см <sup>2</sup>
	на подшипник со стороны турбины	на подшипник со стороны возбудителя	на подшипник возбудителя	
Т2-0,75-2	12	12	8	0,25—0,5
Т2Б-1,5-2	12	12	8	0,25—0,5
Т2-2,5-2	—	18	8	0,25—0,5
Т2-4-2	—	18	8	0,25—0,5
Т2-6-2	—	25	8	0,25—0,5
Т2-12-2	—	25	8	0,25—0,5
Т2-25-2*	—	120	8	0,25—0,5
Т2-50-2	—	160	24	0,25—0,5
			184	

3-2. ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ С ВОДОРОДНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ

дением горячего воздуха в воздухоохладителях.

Воздухоохладители состоят из одной или нескольких трубчатых секций, соединенных как по воде, так и по воздуху параллельно. Трубки, в которых течет охлаждающая вода, с воздушной стороны имеют развитую поверхность за счет навитых на них медных проволочных спиралей эллиптической формы; трубки развальцованы в трубных досках. К последним с внешних сторон присоединены на болтах стальные водораспределительные крышки. Ход воды и воздуха в воздухоохладителях осуществлен по принципу противотока.

Технические данные генераторов серии Т2, возбудителей и воздухоохладителей приведены в табл. 3-1, 3-2, 3-3. Данные о расходе и давлении масла на подшипники генераторов и возбудителей даны в табл. 3-4.

Двухполюсные турбогенераторы трехфазного тока серии ТВ в водородном охлаждением служат для выработки переменного тока и имеют непосредственное соединение с валом турбины, работающей с числом оборотов 3 000 в 1 мин. Генераторы этой серии имеют герметически закрытые корпуса, обеспечивающие нормальную работу при избыточном давлении водорода 0,05 атм (генератор ТВ2-150-2 рассчитан на нормальное давление водорода 0,7 атм, а генератор типа ТВ-60-2 — на давление 1 атм). Сварной, газонепроницаемый корпус выполнен неразъемным.

Сердечник статора составлен из отдельных пакетов, собираемых из штампованных и изолированных латком сегментов высоколегированной

Турбогенераторы трехфазного тока серии ТВ с водородным охлаждением (технические данные)

Тип генератора	ТВ2-30-2*	ТВС-30	ТВ-50-2	ТВ-60-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2	ТВВ-200-2	ТВВ-200
	Завод-изготовитель . . . . .	„Электросила“	ХЭТЗ	„Электросила“	„Электросила“	„Электросила“	„Электросила“	„Электросила“
Активная мощность, кВт	30 000	30 000	50 000	60 000	100 000	150 000	200 000	230 000
Кожухая мощность, кВт	37 500	37 500	62 500	75 000	117 500	166 500	235 000	235 000
Коэффициент мощности (cos φ)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,85	0,9	0,85	0,85
Номинальное напряжение, в	6 300/10 500	6 300/10 500	10 500	10 500	13 800	18 000	15 750	15 750
Давление водорода, атм	0,05	0,05	0,05	1	0,05	0,7	3	3
Коэффициент полезного действия, %	98,3	98,3	98,5	98,55	98,7	98,9	98,8	98,87
Критическая скорость вращения, об/мин:								
1-я . . . . .	930	1 600	1 455	1 320	1 167	970	1 350	1 350
2-я . . . . .	2 730	4 500	3 850	—	3 740	—	4 300	4 400
Максимальный момент (СДР), тм . . . . .	5	5,4	13,5	13,5	21	30	22,4	29
Вращающий момент при коротком замыкании . . . . .								
Вес, т	17 65 92,5	16,5 63 90	31 98,7 153,5	31 98,7 153,5	45,6 177 236	58,6 242 340	42 163**	50 208***
Тип возбуждения . . . . .	ВТ-120-3000	ВТ-170-3000	ВТ-170-3000	ВТ-170-3000	ВТ-300-3000	ВТ-300-3000	ВТ-500-2700	Возбуждение ионное
Тип газоохладителя . . . . .	ОПП-30	ОПП-30	ОПП-50	ОПП-50	ОПП2-100	ОПП2-150	—	—

\* Снят с производства с 1957 г.

\*\* Вес статора с рыв-лами, газоохладителями и щитами.

\*\*\* Вес без щитов и газоохладителей.

Примечания: 1. Данные действительны при температуре охлаждающего газа +40° С.

2. Число оборотов всех генераторов 3000 р/1 мин.

3. При охлаждении воздухом мощность генераторов серии ТВ составляет не менее 60% номинальной.

4. Цеплю оборотов всех генераторов 3000 р/1 мин.

Таблица 3.6

Возбудители серии ВТ к генераторам серии ТВ (технические данные)

Тип возбудителя	Мощность, кВт	Напряжение, в	Ток, а	Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке, %	Тип шунтового регулятора	Вес якоря, кг	Общий вес возбудителя, т
ВТ-170-3000 (для ТВС-30 и ТВ-50-2)	170	230	740	90	РЗВ-41В	785	5,2
ВТ-170-3000 (для ТВ-60-2)	190	250	760	90	РЗВ-41В	785	5,2
ВТ-300-3000 (для ТВ2-100-2)	300	400	750	91,5	РВМ-1Б	875	5,8
ВТ-300-3000 (для ТВ2-150-2)	360	450	800	91,7	РВМ-1Б	875	5,8

Таблица 3.7

Газоохладители генераторов серии ТВ (технические данные)

Тип газоохладителя	Тепло, отводимое в газоохладителя и эквивалентное мощности, кВт	Расход воды, м³/ч	Разность водяного напора, м вод. ст.	Расход газа, м³/сек	Разность давления газа, мм вод. ст.	Число секций	Общий вес газоохладителя без воды, т	Пробное гидравлическое давление, кг/см²
ОПП-50	750	200	4	30	8,5	6	6,7	6
ОПП-60	816	200	8	30	17	6	5,5	6
ОПП2-100	1 050	400	5	45	12	8	10,8	8
ОПП2-150	1 350	640	6	60	12	8	15,8	8

Примечания: 1. Температура охлаждающей воды (на входе) +30° С.

2. Температура охлаждающего газа +40° С.

3. Число ходов воды равно 2.

4. Соединения по воде и по газу выполнены параллельными.

Таблица 3.8

Расход и давление масла в подшипниках и уплотнениях генератора серии ТВ и возбуждателей серий ТВ и ТВВ

Тип генератора	Расход масла, л/мин				Давление масла, кг/см²
	на уплотнения обеих сторон	на подшипник генератора	на подшипники возбудителя	всего	
ТВ2-30-2	40	120	10	170	0,3—0,5
ТВС-30	50	120	24	194	0,3—0,5
ТВ-50-2	40	160	24	224	0,3—0,5
ТВ-60-2	60	160	24	244	0,3—0,5
ТВ2-100-2	50	300	24	374	0,3—0,5
ТВ2-150-2	70	300	24	394	0,3—0,5
ТВВ-200-2	80	300	50	430	0,3—0,5

Примечание. Давление масла в уплотнениях генератора типа ТВ-60-2 равно 1,3—1,5 кг/см²; в уплотнениях генератора типа ТВ-150-2 соответственно 1,0—1,2 кг/см².

электротехнической стали толщиной 0,5 мм.

Число выводов у генераторов этой серии — двенадцать, за исключением генераторов типов ТВ2-30-2 и ТВС-30, у которых число выводов равно шести.

Для охлаждения водорода в корпусе генераторов вертикально (в генераторы типов ТВ-50-2 и ТВ-60-2 — горизонтально) встроены газоохладители. Циркуляция охлаждающего га-

за в генераторах осуществляется посредством вентиляторов, укрепленных с обоих концов ротора: центробежных — у генераторов типов ТВ-30-2, ТВ-50-2 и ТВ-60-2 и пропеллерных — у генераторов типов ТВС-30, ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2.

Генераторы выполнены с подшипниками скольжения, смазка осуществляется принудительно, от масляной системы турбины. Подшипник со сто-

роны возбуждателя электрически изолирован от фундаментной плиты и маслопроводов.

Для предотвращения утечки водорода из корпуса генератора на роторе имеются масляные уплотнения. Масло к уплотнителям подается от масляной системы турбины в кольцевую щель уплотнения вкладыша под давлением  $0,3—0,5 \text{ кг/см}^2$  (в уплотнение генератора типа ТВ-60-2 масло подается под давлением  $1,3—1,5 \text{ кг/см}^2$ , а в уплотнение генератора типа ТВ2-150-2 — под давлением  $1—1,2 \text{ кг/см}^2$ ).

Генераторы этой серии снабжаются возбуждателями серии ВТ и ВГТ с замкнутой системой вентиляции и охлаждением воздуха или газа в воздухо- или газоохладителях. Воздухоохладители и фильтр для очистки воздуха встроены в фундаментную раму. Якорь возбуждателя с ротором генера-

тора соединяется упругой муфтой с ленточной пружиной (в генераторах типов ТВС-30 и ТВ-60-2 соединение якорей возбуждателей с роторами генераторов осуществляется посредством гибких валиков).

Газоохладители состоят из четырех, шести или восьми секций, соединенных по газу и воде параллельно. Трубки, по которым течет охлаждающая вода, с воздушной стороны имеют развитую поверхность за счет навитых на них медных спиралей; трубки завальцованы в трубные доски. Движение воды и газа в газоохладителях осуществляется по принципу противотока.

Технические данные по генераторам серии ТВ, возбуждателям и газоохладителям представлены в табл. 3-5; 3-6 и 3-7. Данные о расходе и давлении масла на подшипники генераторов и возбуждателей даны в табл. 3-8.

#### ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

### ДЕАЭРАТОРЫ, РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ, ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ И ПАРОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

#### 4-1. ДЕАЭРАТОРЫ

Деаэраторы предназначены для удаления газов из питательной воды. Принцип работы деаэратора заключается в нагреве питательной воды до температуры кипения в деаэрационной колонке и вентиляции ее газового пространства. Вода, поступающая на деаэрацию, через штуцера вводится в смесительное устройство, расположенное в верхней части колонки. Стекая вниз, она распыляется в смесительном устройстве, что облегчает выделение газов при ее вскипании. Снизу, навстречу воде, через штуцера деаэрационной колонки подается пар. Количество греющего пара выбирается с таким расчетом, чтобы нагреть питательную воду до температуры кипения и вместе с оставшейся небольшой частью пара удалить газ из колонки. Парогазовая смесь из деаэрационной колонки обычно поступает в охладители выпара.

Деаэрационная питательная вода

поступает в аккумулятор деаэратора, емкость которого служит резервом и используется в аварийных случаях; она рассчитана на работу турбоустановки при максимальном режиме продолжительностью не менее 20 мин.

В турбоустановках малой мощности применяются вакуумные деаэраторы с давлением  $0,5 \text{ ата}$  и атмосферные — с давлением  $1,2 \text{ ата}$ ; производительность вакуумных деаэраторов  $5—25 \text{ т/ч}$ , а атмосферных  $\geq 10 \text{ т/ч}$ . Для турбоустановок большой мощности применяют деаэраторы атмосферного давления производительностью до  $300 \text{ т/ч}$  и повышенного давления ( $6$  и  $7 \text{ ата}$ ) производительностью  $100—500 \text{ т/ч}$ .

Емкость аккумулятора (бака) деаэратора для накопления деаэрированной воды рассчитывается по полезному водяному объему. Соотношения между производительностью деаэрационной колонки и емкостью бака приведены в табл. 4-1; там же приведены технические данные деаэраторов.

Таблица 4-1

Деаэраторы (технические данные)

Тип деаэратора	Номинальная производительность, т/ч	Рабочее давление, ата	Полезная емкость бака-аккумулятора, м³
ДСВ-5	5	0,5	4
ДСВ-10	10		7,5
ДСВ-15	15		10
ДСВ-25	25		15
ДСА-10	10	1,2	7,5
ДСА-25	25		15
ДСА-50	50		25
ДСА-75	75		35
ДСА-100	100		50
ДСА-150	150		75
ДСА-200	200		75
ДСА-300	300	75	
ДСП-112	112	6	50*
ДСП-160	160		75
ДСП-225	225		75
ДСП-315	315		100
ДСП-400	400		100
ДСП-500	500	7	120

#### 4-2. РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ НИЗКОГО И ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Регенеративные подогреватели предназначены для ступенчатого подогрева питательной воды за счет использования скрытого тепла при конденсации пара, отбираемого из промежуточных ступеней турбины. Греющий пар поступает в подогреватели, омывающая поверхность пучка труб, по которым проходит питательная вода. Конденсат греющего пара каскадно из подогревателя с более высоким давлением греющего пара стекает в предыдущий по ходу питательной воды подогреватель, обогреваемый паром из последующего отбора турбины. Конденсат греющего пара из группы подогревателей высокого давления ПВД обычно направляется в деаэратор, а из группы подогревателей низкого давления отводится в конденсатор или возвращается в трубопровод основного конденсата специальным перекачивающим насосом.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей осуществляется автоматически через конденсатоотводчики,

снабженные поплавковыми регуляторами или при помощи электронных регуляторов.

На случай разрыва трубок или появления свищей в трубной системе предусматривается автоматическое защитное устройство, перепускающее питательную воду помимо подогревателя. Электронная защита предусматривается для блока подогревателей, отключая его в случае нарушения нормальной работы одного из подогревателей блока. ПВД снабжаются защитным устройством, предназначенным для защиты турбины от попадания воды в случае разрыва трубок подогревателя или появления свищей в трубной системе.

На рис. 4-1 приведен разрез подогревателя низкого давления типа ПН-130-5. Технические данные подогревателей низкого давления даны в табл. 4-2.

На рис. 4-2 показан разрез подогревателя высокого давления типа ПВ-350/230. Технические данные подогревателей высокого давления приведены в табл. 4-3.



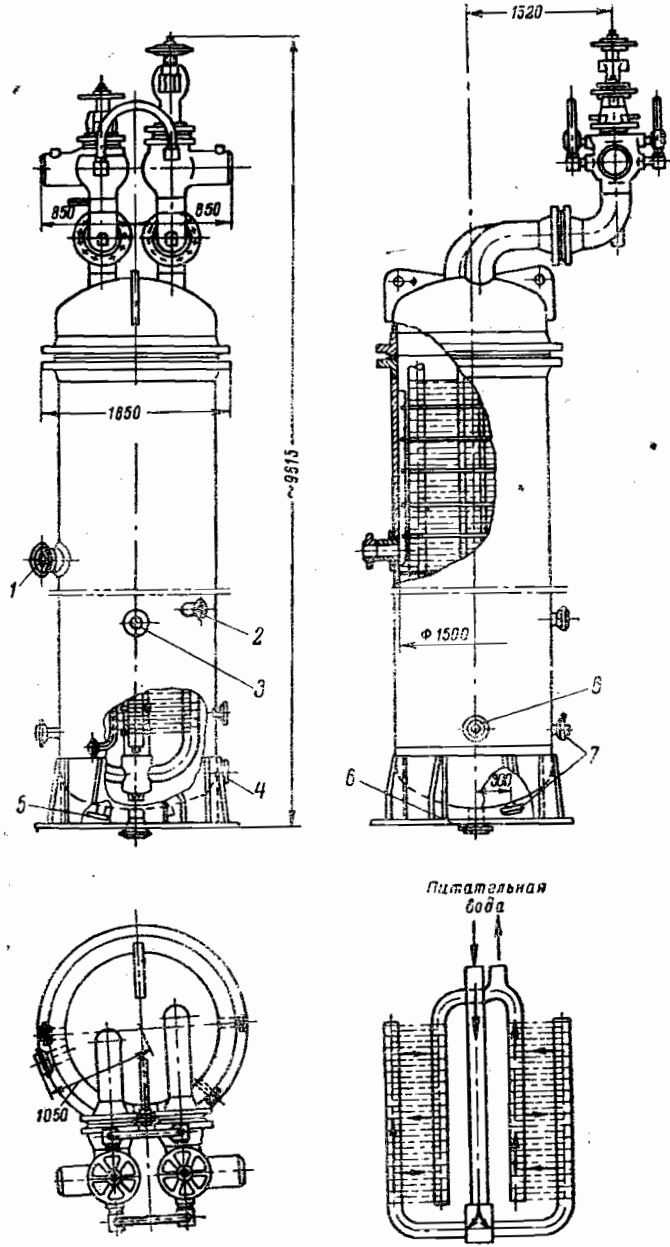


Рис. 4-2. Подогреватель высокого давления (ТВД) типа ПВ-350/230.  
 1 — вход пара; 2 — вход воздуха из предыдущего подогревателя; 3 — отсос воздуха; 4 — к водоуказателю; 5 — спуск конденсата; 6 — отвод конденсата греющего пара; 7 — к поплавковой камере конденсатоотводчика; 8 — слив конденсата из подогревателя.

Таблица 4.3

Подогреватели высокого давления (технические данные)

Тип подогревателя	Защита подогревателя	Площадь нагрева, м <sup>2</sup>	Высота (диаметр) вилы (отклонение)	Число ходов воды	Расход воды, т/ч	Гидравлическое сопротивление трубной системы, М вод. ст.		Давление пара, атм	Максимальная температура воды на выходе, °С	Давление воды, кг/см <sup>2</sup>	Диаметр трубок, мм	Число спиралей или змеевиков	Трубная система		Пробное гидравлическое давление, кг/см <sup>2</sup>	Вес, т			
						Трубной системы, М вод. ст.	Блока						Трубной системы	корпуса		подогревателя без аппаратуры и трубопроводов	Трубной системы без воды	Трубной системы с водой	подогревателя при полном заполнении водой
ПВ-6	КТЗ	5,6	Динто-виле (отклонение)	6	10,5	5,88	5	146	55	25/21	4	69	7,5	0,364	0,08	0,1	0,5		
ПВ-10	КТЗ	10,22	5	3	18,1	3,6	5	104	55	25/21	8	69	7,5	0,63	0,2	0,26	0,85		
ПВ-15	КТЗ	14,5	5	3	28	8	5	147	64	30/25	8	69	7,5	0,825	0,27	0,31	—		
ПВ-30	КТЗ	30	5	3	60,2	—	9	146	64	30/25	18	69	7,5	1,79	0,62	0,79	3,01		
ПВ-60-3	С,ЗТМ	60	6	3	—	—	15	170	80	16/13	363	90	15	2,78	—	—	—		
ПВД-100	БМЗ	100	6	3	106	6	18,3	200	80	16/13	92	100	19	—	7,4	8,1	18		
ПВ 120/180 № 1	ТКЗ	120	3	3	106	19,5	31,5	230	180	32/25	92	225	22	10,9	—	—	20		
ПВ 120/180 № 2	ТКЗ	120	3	3	106	19,5	31,5	230	180	32/25	92	225	22	13,4	7,3	8,1	20		
ПВ 150/180 № 1	ТКЗ	150	1	1	187	20	34	230	180	32/25	56	225	22	11,4	7,7	8,8	17,4		
ПВ 150/180 № 2	ТКЗ	150	1	1	187	20	34	230	180	32/25	56	225	22	15,2	8,6	9,7	21,2		
ПВ 200/180 № 1	ТКЗ	200	3	3	200	23,5	18	200	180	32/25	148	270	22	13,4	9,1	10,4	19,7		
ПВ 200/180 № 2	ТКЗ	200	3	3	200	23,5	18	200	180	32/25	148	270	22	13,4	9,1	10,4	19,7		
ПВ 250/180 № 1	ТКЗ	250	2	2	363	25	12	250	180	32/25	208	225	15	17,5	12	13,5	24,7		
ПВ 250/180 № 2	ТКЗ	250	2	2	363	25	21	250	180	32/25	208	225	15	17,5	12	13,5	24,7		
ПВ 250/180 № 3	ТКЗ	250	2	2	363	25	33	250	180	32/25	208	225	15	17,5	12	13,5	24,7		
ПВ 350/230 № 1	ТКЗ	350	2	2	375	28	21	250	230	32/25	252	290	25	22,3	16	14,2	28,3		
ПВ 350/230 № 7	ТКЗ	350	2	2	375	28	36	250	230	32/25	252	290	25	22,3	16	14,2	28,3		
ПВ 350/230 № 8	ТКЗ	350	2	2	375	28	36	250	230	32/25	252	290	25	22,3	16	14,2	28,3		
ПВ 425/230 № 1	ТКЗ	425	2	2	504	37,5	13,3	250	230	32/25	248	290	28	28,7	16,5	19	36		
ПВ 425/230 № 2	ТКЗ	425	2	2	504	37,5	13,3	250	230	32/25	248	290	28	28,7	16,5	19	36		
ПВ 425/230 № 3	ТКЗ	425	2	2	504	37,5	13,3	250	230	32/25	248	290	28	28,7	16,5	19	36		
ПВ 480/230 № 1	ТКЗ	480	2	2	582	48	12	250	230	32/25	280	290	14	31,8	21,3	24,2	44,8		
ПВ 480/230 № 2	ТКЗ	480	2	2	582	48	12	250	230	32/25	280	290	14	31,8	21,3	24,2	44,8		
ПВ 480/230 № 3	ТКЗ	480	2	2	582	48	12	250	230	32/25	280	290	14	31,8	21,3	24,2	44,8		
ПВ 480/230 № 2	ТКЗ	480	2	2	582	48	26	250	230	32/25	280	290	31	32,6	22,8	26,3	46,1		
ПВ 480/230 № 3	ТКЗ	480	2	2	582	48	38	250	230	32/25	280	290	31	32,6	22,8	26,3	46,1		



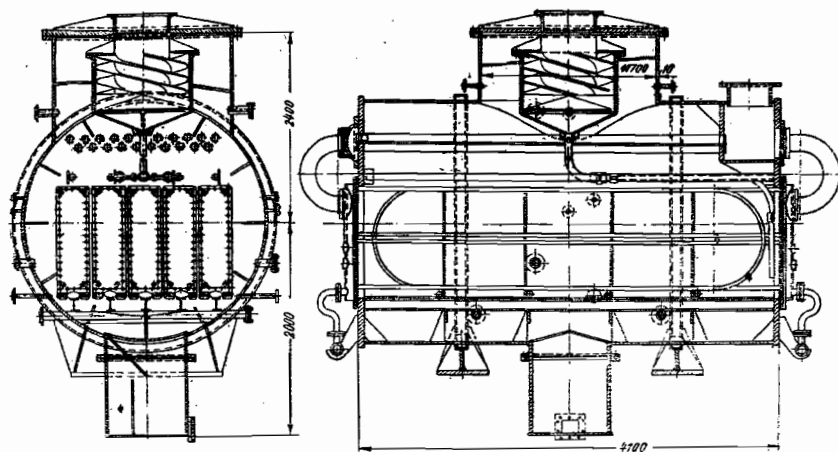


Рис. 4-3. Горизонтальный паротрубный испаритель.

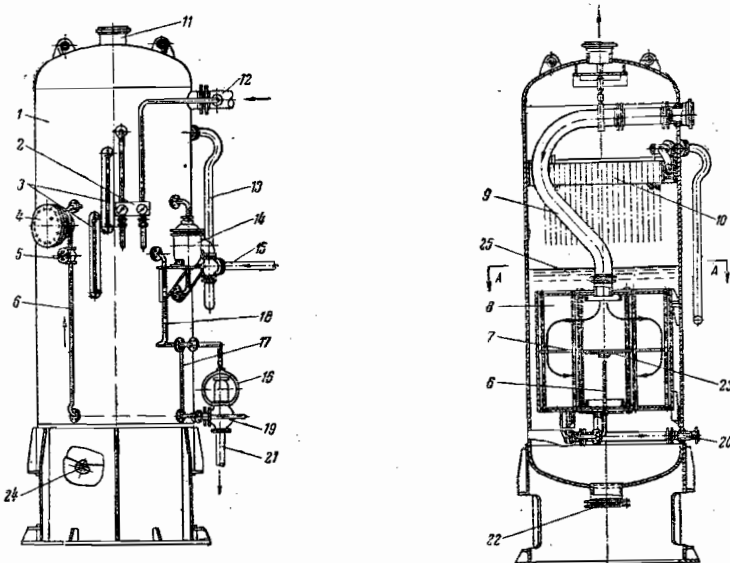


Рис. 4-4. Вертикальный водотрубный испаритель.

1—корпус вторичного пара; 2—щит с манометрами; слева—давление вторичного пара, справа—давление первичного пара; 3—указатель уровня химически очищенной воды в корпусе; 4—лаз; 5—клапан для регулировки отсоса воздуха; 6—трубопровод отсоса воздуха из 8 в 1; 7—перегородка; 8—греющая секция первичного пара; 9—труба первичного пара; 10—пеноразрывное устройство; 11—патрубок отвода вторичного пара; 12—подводящий паротрубопровод первичного пара; 13—трубопровод химически очищенной воды; 14—поплачковый регулятор питания типа ПР-80; 15—подводящий трубопровод химически очищенной воды; 16—поплачковый конденсатоотводчик типа К-10-100-11; 17—указатель уровня конденсата; 18—уравнительная паровая трубка из поплавковой камеры 16 и водоуказателя 17 в нижний отсек греющей секции 8; 19—уравнительная водяная трубка из поплавковой камеры; 20—сливная трубка конденсата первичного пара; 21—отводящий трубопровод конденсата первичного пара; 22 и 23—лазы; 24—спускной патрубок для присоединения всасывающего трубопровода к грязевому насосу и для опорожнения корпуса 1; 25—уровень химически очищенной воды (зеркало испарения).

Таблица 4-4  
Возможная величина восполнения химически очищенной водой (дистиллятом) потерь конденсата из цикла электростанции

Исходные показатели	Число ступеней испарительной установки					
	1	2	3	4	5	6
Давление греющего пара первой ступени (при давлении в конденсаторе выпара последней ступени 0,93 ата), ата	1,55	2,5	3,9	5,8	8,5	12,0
Возможная величина добавки дистиллята в % от расхода питательной воды	10	18	25	32	38	44
Суммарная относительная производительность всех ступеней по дистилляту на 1 т греющего пара первой ступени, т/т	0,87	1,67	2,40	3,10	3,73	4,29

Таблица 4-5

Испарительные установки (технические данные)

Тип испарительной установки	Завод-поставитель	Производительность одного корпуса по вторичному пару, т/ч	Параметры пара				Поверхность нагрева одной ступени, м <sup>2</sup>	Пробное гидравлическое давление, кг/см <sup>2</sup>		Вес, т без воды заполненной водой
			греющей секции		корпуса			Греющей секции	Корпуса	
			Давление, ата	Температура, °С	Давление, ата	Температура, °С				
ИСВ-120	„Омега“	8,5—7,5	9,0	250	5,0	150	120	12,0	6,0	11/18
ИСВ-250	„Омега“	15,0	4,0	—	3,0	Насыщенный	250	4,5	3,0	22/37
ИСВ-300	ТКЗ	До 45,0*	21,0	300	9,0	174,0	300	30,0	12,0	27/70
ИСВ-350	БМЗ	10,6	3,2	—	—	—	350	—	—	21,5/—
ИСВ-585-1	ТКЗ	20—18	13,5	250	9,8	190	585	18,0	13,8	40,5/93,3
(1—3 секции)										
ИСВ-585-2	ТКЗ	17—13**	4,5	161,2	3,5	147,2	585	6,0	6,0	32,7/85,5
(4—6 секции)										
ИСВ-680	Черновицкий машиностроительный завод	6,8	1,2	—	—	—	680	—	—	32,1/—
И-150-8		18,0	9,0	250	5,0	150	—	11,0	6,0	11,55/—

\* Производительность двух ступеней испарения 90 т/ч при 18/1,2 ата.

\*\* При установке шести ступеней производительность 100 т/ч.

Таблица 4-6

Испарительные установки промышленного назначения (технические данные)

Тип испарителя	Производительность установки по вторичному пару, т/ч	Давление пара, ата		Поверхность охлаждения одной ступени, м <sup>2</sup>	Число ступеней охлаждения в установке	Вес одного корпуса ступени без воды, т
		первичного (на входе в первую ступень)	вторичного (на выходе из последней ступени)			
ИСВ-300-1	1,2	90	18,0	300	2	31,5
ИСВ-300-2	1,2	90	18,0	300	2	31,0
ИСВ-585-1	1,2	100	13,0	585	6	38,4
ИСВ-585-2	1,2	100	13,0	585	6	32,65
ИСВ-965	1,2	18	2,0	965	1	52,5

Примечания: 1. Конструкция испарителя—вертикальный стальной цельносварной со стальными сварными трубками, заальдованными в трубные доски греющей секции.

2. Каждый корпус испарителя оборудован пеноразрывным устройством питания.

3. Питание испарителя—химически очищенная, деаэрированная вода.

4. Трубки  $d \ 38/33 \text{ мм}$  выполнены из углеродистой стали.

### 4-3. ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ И ПАРООБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Испарительные устройства предназначаются для восполнения потерь конденсата и представляют собой теплообменники поверхностного типа.

На электростанциях среднего давления применяются паротрубные испарители горизонтального типа производительностью в одном корпусе до 10 т/ч.

На теплоэлектроцентралях с большими потерями конденсата у внешних потребителей тепла и на электростанциях высокого и сверхвысокого давления с турбоустановками большой единичной мощности применяют водотрубные испарители вертикального типа производительностью до 45 т/ч.

В паротрубных испарителях горизонтального типа первичный греющий пар проходит через горизонтально расположенные трубы, отдавая тепло перегреву и скрытое тепло парообразования на нагрев и образование вторичного пара из химически очищенной воды.

На рис. 4-3 показан горизонтальный паротрубный испаритель; верти-

кальный водотрубный испаритель представлен на рис. 4-4.

В зависимости от величины добавка (восполнения потерь конденсата) применяют одно-, двух- или многоступенчатые (до шести ступеней) испарительные установки [Л. 1, 2 и 8]; последние применяются на теплоэлектроцентралях с большими потерями конденсата на производстве.

Конденсация вторичного пара (выпара) испарителя может осуществляться в специальных конденсаторах-охладителях, конденсаторах-испарителях, в регенеративных подогревателях или в деаэраторах. На рис. 4-5 представлены различные схемы включения испарителей в тепловые схемы турбоустановок.

На рис. 4-5,а дана схема включения одноступенчатой испарительной установки с конденсацией вторичного пара в специальном предвключенном охладителе. Эта схема применяется на конденсационных электростанциях при небольших добавках дистиллята.

Схема двухступенчатой испарительной установки (рис. 4-5,б) с конденсацией вторичного пара второй ступени испарения в деаэраторе нашла

широкое применение на конденсационных станциях среднего давления.

Схема на рис. 4-5,в принята для типовых схем турбоустановок типов К-50-90 и К-100-90. Испаритель И2 с конденсацией вторичного пара в охладителе КИ является рабочим. Испаритель И1 с конденсацией вторичного пара в подогревателе П4 включается в работу при недогрузках турбины, когда потери от утечек в процентном отношении увеличиваются.

Схема на рис. 4-5,г с двумя комплектами одноступенчатых испарителей и специальными охладителями КИ1 и КИ2 принята для турбоустановок ЛМЗ типа СВК-150.

Число ступеней испарения определяется перепадом давления между

давлением греющего пара первой ступени и давлением в конденсаторе-охладителе последней ступени. Возможная величина восполнения химически очищенной водой (дистиллятом) потерь конденсата из цикла электростанции характеризуется данными табл. 4-4.

Технические данные испарительных установок электростанций приведены в табл. 4-5.

На ТЭЦ при ожидании больших потерь конденсата на предприятиях предусматриваются специальные паропреобразовательные установки промышленного назначения; технические данные по испарительным установкам промышленного назначения даны в табл. 4-6.

## ГЛАВА ПЯТАЯ

### МАСЛОСНАБЖЕНИЕ ТУРБОАГРЕГАТА

На рис. 5-1 показан пример системы смазки подшипников турбины ЛМЗ типа К-100-90 (ВК-100-6). Системы смазки и регулирования представляют

собой единую систему маслоснабжения турбоагрегата. В схеме маслоснабжения предусмотрены главный масляный насос центробежного типа, пуско-

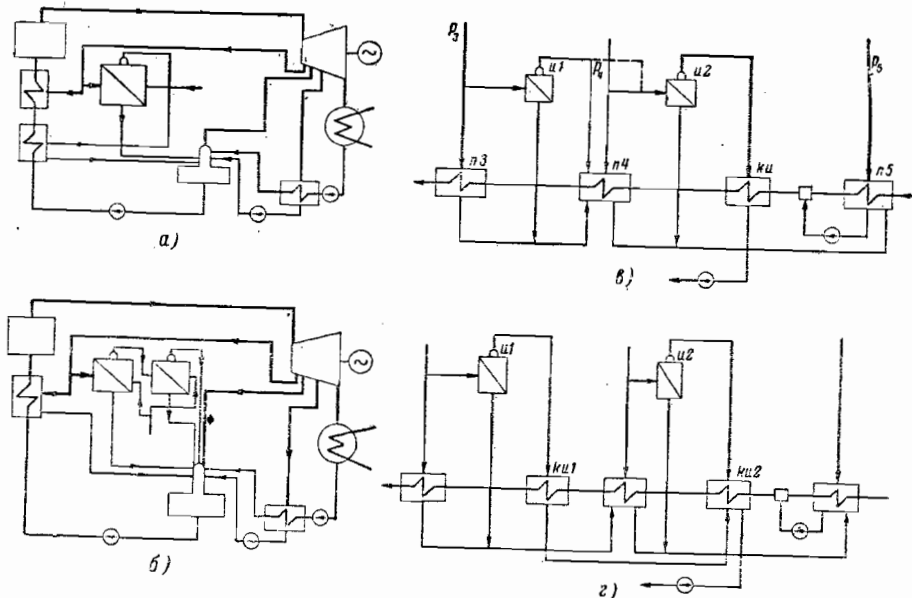


Рис. 4-5. Схема включения испарителей в тепловые схемы турбоустановок.

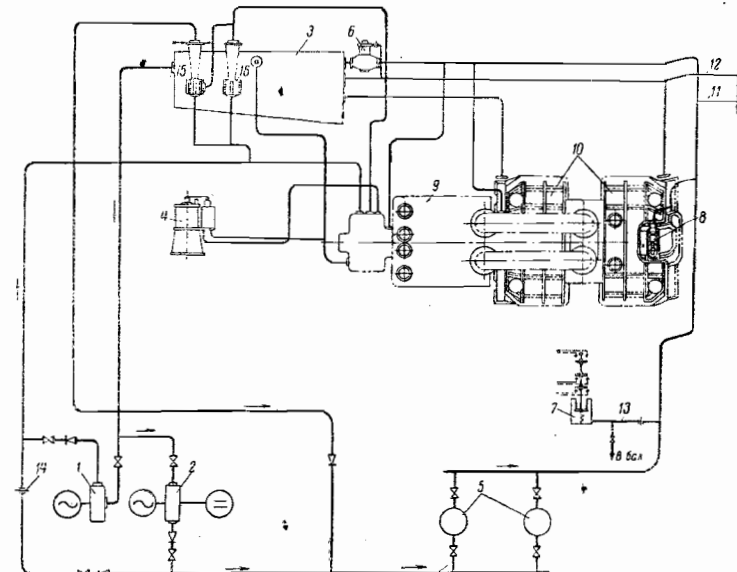


Рис. 5-1. Принципиальная схема смазки подшипников турбины типа К-100-90 (ВК-100-6). 1—пусковой насос с электроприводом переменного тока; 2—резервный (он же аварийный) насос с приводом от электродвигателей переменного и постоянного тока; 3—масляный бак; 4—автоматический затвор; 5—маслоохладители; 6—сливной клапан; 7—реле давления масла; 8—валоповоротное устройство; 9—п. в. д. турбины; 10—п. и. д. турбины; 11—маслопровод на смазку подшипников генератора и возбудителя; 12—сливной маслопровод из подшипников генератора и возбудителя; 13—диафрагма  $d=8$  мм; 14—диафрагма  $d=30$  мм; 15—нижектор для смазки подшипников; 16—нижектор для подвода масла на всасывание к главному и нижектору 15.

Таблица 5-1

Маслоохладители (технические данные)

Тип маслоохладителя	МП-21	МП-37	М-60	МП-65
Поверхность охлаждения, м <sup>2</sup> . . . . .	21	37	60	65
Рабочее давление, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	3,3	3,3	5	3,3
Пробное гидравлическое давление водяной и масляной системы, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	5	5	8	5
Диаметр трубок, мм . . . . .	16/14	16/14	19/17	19/17
Длина трубок, мм . . . . .	1497	1497	2140	2570
Число трубок . . . . .	290	510	513	434
Вес трубок, кг . . . . .	138	245	950	876
Вес маслоохладителя, т . . . . .	0,8	1,1	2,4	1,6

Примечание. Трубки выполнены из латуни марки Л-68.

вой насос с электроприводом производительностью 150 м<sup>3</sup>/ч, резервный насос с электроприводом переменного тока производительностью 126 м<sup>3</sup>/ч и аварийный насос с электроприводом постоянного тока. В данной турбоустановке применены резервный и аварийный насосы, представляющие собой единый блок на одном валу с двумя электроприводами переменного и по-

стоянного тока центробежного масляного насоса.

Технические данные маслоохладителей приведены в табл. 5-1. Конструкция маслоохладителя, применяемого в современных турбоустановках, представлена на рис. 5-2.

Технические характеристики маслонабжения турбин представлены в табл. 5-2; 5-3; 5-4; 5-5 и 5-6.

## ГЛАВА ШЕСТАЯ

### ОБСЛУЖИВАНИЕ ТУРБИНЫ. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ТУРБОУСТАНОВКИ И ТУРБИННОГО ЦЕХА

#### 6-1. КОНТРОЛЬ ЗА РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ТУРБИН

Надежность турбины зависит от рабочих параметров свежего и отработавшего пара, состояния проточной части, уплотнений диафрагм и концевых уплотнений роторов.

1. Рабочие лопатки регулирующих ступеней (турбин с сопловым парораспределением) рассчитываются на прочность от паровых усилий для режима с одним или двумя полностью открытыми регулируемыми клапанами, если последние открываются одновременно или с очень малой перекрышей; рабочие лопатки и диафрагмы ступеней давлений рассчитываются на прочность для режима работы с максимальным расходом пара через ступени.

Для лопаток регулирующих ступеней опасными по условиям надежно-

сти оказываются режимы с одним или двумя полностью открытыми клапанами: при повышении давления свежего пара и давления в регулируемом отборе сверх расчетных значений; при работе турбины без лопаток последующей ступени и увеличении нерегулируемого отбора из камеры регулирующей ступени (для турбин без регулируемого отбора).

Увеличение нерегулируемого отбора из камеры регулирующей ступени возможно, если давление пара в последней выше давления, соответствующего режиму ее работы без отбора с одним или двумя (если оба клапана открываются одновременно) полностью открытыми регулируемыми клапанами. В турбинах с нерегулируемыми отборами пара из камер регулирующих ступеней увеличение отборов возможно за счет увеличения пропускной способ-

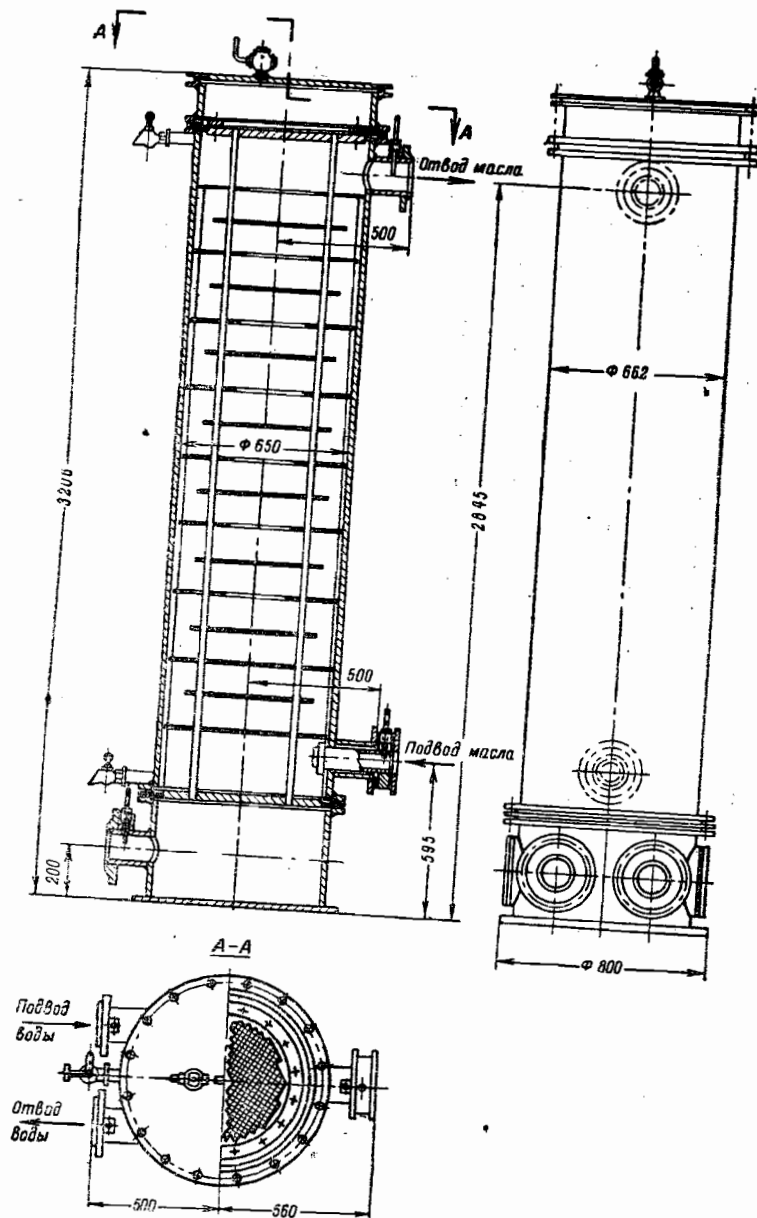


Рис. 5-2. Маслоохладитель типа МП-65 завода „Комета“.

Система маслоснабжения конденсационных турбин (техническая характеристика)

Тип турбины	К-4-35 (АК-4-1)	К-6-35 (АК-6-1)	К-25-90 (БК-25-1)	К-50-90 (БК-50-1)	К-50-90 (БК-50-5)	К-100-90 (БК-100-2)	К-100-90 (БК-100-6)	К-150-130 (ПК-150)	К-200-130 (ПК-200)
	Давление масла в системе регулирования, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	4—6	4—6	12	12	20	20	20	15
Давление масла в системе смазки, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	0,5	0,5	0,4	0,6	0,8	0,6	1	1,7	1
Тип главного масляного насоса . . . . .	Зубчатый	Зубчатый	Винтовой	Винтовой	Центробежный	Винтовой	1	Центробежный	1
Марка насоса . . . . .	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	МТ-12-150	МТ-12-150	АЯПЗ-150	МТ-12-150	АЯПЗ-150	8НД9Х2	АЯПЗ-300
Производительность, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	30	30	150	150	100	150	100	128	240
Напор, м вод. ст. . . . .	50	50	120	120	214	120	214	150	210
Тип привода насоса . . . . .	Турбинный	Турбинный	Турбинный	Турбинный	ГАМБ-117-6	Турбинный	А-102-6	МА-144/1/4	А-104-6
Мощность, кел . . . . .	—	—	100	100	100	100	125	125	200
Число оборотов в минуту . . . . .	7 000	7 000	4 000	4 000	1 000	4 000	1 000	3 000	1 000
Марка насоса . . . . .	—	—	—	—	4НДв	—	5НДв	5НДв	5НДв
Производительность, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	—	—	—	—	90	—	125	125	180
Напор, м вод. ст. . . . .	—	—	—	—	95	—	30	30	31
Тип электродвигателя . . . . .	—	—	—	—	А-92-4	—	А-71-4	А-81-4	А-71-4
Мощность, кел . . . . .	—	—	—	—	15	—	20	40	20
Число оборотов в минуту . . . . .	—	—	—	—	1 450	—	1 450	1 450	1 450
Марка насоса . . . . .	РЗ-30	РЗ-30	4НДв	4НДв	—	4НДв	—	5НДв	5НДв
Производительность, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	10,8	10,8	90	90	—	110	—	125	150
Напор, м вод. ст. . . . .	—	—	25	25	—	22	—	30	28
Тип электродвигателя . . . . .	ПН-28,5	ПН-28,5	ПН-100	ПН-100	ПН-100*	ПН-100	ПН-145*	ПН-145	ПН-145
Мощность, кел . . . . .	1,6	1,6	12	12	12	12	21	21	21
Число оборотов в минуту . . . . .	1 000	1 000	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Включение аварийного масляного насоса происходит при падении давления масла в системе смазки ниже, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	0,25—0,30	0,25—0,30	0,2	0,2	0,5	0,2	0,5	1,0	—
Число маслоохладителей . . . . .	3	3	4	4	4	6	2	4	3
Емкость масляной системы, м <sup>3</sup> . . . . .	2	1,5	16	16	16	17	16	27	30

\* Работает в блоке с резервным насосом.

\*\* Рабочая емкость масляного бака.

Примечание. При полной нагрузке турбины для очистки может быть отключен только один маслоохладитель.

Таблица 5-3

Система маслоснабжения турбин с теплофикационным отбором пара (техническая характеристика)

Тип турбины	Т-4-35 (АТ-4)	Т-6-35 (АТ-6)	Т-12-35 (АТ-12-2)	Т-25-90 (ВТ-25-4)	Т-25-90 (ВТ-25-5)	Т-50-130 (ВТ-50-1)	Т-100-130 (ВТ-100-1)
	Давление масла в системе регулирования, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	4—6	4—6	8	12	12—14	14
Давление масла в системе смазки, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,6—0,8
Тип главного масляного насоса . . . . .	Зубчатый	Зубчатый	Центробежный	Винтовой	0,5	Центробежный	Центробежный
Марка насоса . . . . .	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	ТНОМ-100-1	МТ-12-150	6МС6Х5	8МС7Х4	8МС7Х4
Производительность, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	30	30	60	150	150	300	300
Напор, м вод. ст. . . . .	50	50	67	120	225	240	240
Тип привода насоса . . . . .	Турбинный	Турбинный	Турбинный	Турбинный	А-102-4	А-114-4	А-114-4
Мощность, кел . . . . .	1,6	1,6	21	100	160	320	320
Число оборотов в минуту . . . . .	7 000	7 000	4 500	4 000	1 450	1 480	1 480
Марка насоса . . . . .	РЗ-30	РЗ-30	ЗК-9а	4НДв	4НДв*	4НДв*	5НДвс
Производительность, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	10,8	10,8	35	90	90	90	150
Напор, м вод. ст. . . . .	—	—	22,5	25	25	28	28
Тип электродвигателя . . . . .	ПН-28,5	ПН-28,5	ПН-28,5	ПН-100	ПН-100	ПН-100	ПН-145
Мощность, кел . . . . .	1,6	1,6	5,3	12	12	12	21
Число оборотов в минуту . . . . .	1 000	1 000	2 800	1 500	1 500	1 500	1 550
Включение аварийного масляного насоса происходит при падении давления масла в системе смазки ниже, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	0,25—0,30	0,25—0,30	0,2	0,2	0,2	0,2	0,35
Число маслоохладителей . . . . .	3	3	2	2	2	4	6**
Емкость масляной системы, м <sup>3</sup> . . . . .	2	1,5	7***	16	14***	21***	26***

\* Электронасос типа 4НДвс обходится с электродвигателем переменного тока типа А-62-4 (N=11 кел, n=1 500 об/мин).

\*\* Встроены в масляный бак.

\*\*\* Емкость в масле бака.

Примечание. При полной нагрузке турбины для очистки может быть отключен только один маслоохладитель.

Система маслоснабжения турбин с производственным отбором пара (техническая характеристика)

Таблица 5-4

Тип турбины	П-0,75-35/5 (АП-0,75)	П-1,5-35/5 (АП-1,5)	П-2,5-35/5 (АП-2,5)	П-4-35/5 (АП-4)	П-6-35/5 (АП-6)	П-6-35/5 (АП-ФН)
Давление масла в системе регулирования, кг/см <sup>2</sup>	3,5—6,5	3,5—6,5	3,5—6,5	4—6	3,5—6,5	4—6
Давление масла в системе смазки, кг/см <sup>2</sup>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Тип главного масляного насоса	Центробежный					
Марка насоса	ТНМ-7-35	ТНМ-7-35	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	35	35	20	30	20	30
Напор, м вод. ст.	70	70	55	50	55	50
Мощность, квт	—	—	—	—	—	—
Число оборотов в минуту	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000
Марка насоса	РЗ-30	РЗ-30	РЗ-30	РЗ-30	РЗ-30	РЗ-30
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	18	18	18	10,8	18	10,8
Напор, м вод. ст.	7	7	7	—	7	—
Тип электродвигателя	ПН-17,5	ПН-17,5	ПН-17,5	ПН-28,5	ПН-17,5	ПН-28,5
Мощность, квт	1	1	1	1,6	1	1,6
Число оборотов в минуту	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Включение аварийного масляного электронасоса происходит при падении давления масла в системе смазки ниже, кг/см <sup>2</sup>	0,2	0,2	0,2	0,25—0,30	0,2	0,25—0,30
Число маслоохладителей	2	2	2	3	2	3
Емкость масляной системы, м <sup>2</sup>	1,0	1,3	1,0	2,0	1,5	2,0

Примечания: 1. Пусковые насосы имеют турбинный привод.  
2. При полной нагрузке турбины для чистки может быть отключен только один маслоохладитель.

Система маслоснабжения турбин с производственным и теплофикационным отборами пара (техническая характеристика)

Таблица 5-5

Тип турбины	ПТ-12-35/10 (ВПТ-12-1)	ПТ-12-30/10 (ВПТ-12)	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-3)	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-4)	ПТ-50-90/13 (ВПТ-50-2) ПТ-50-130/13 (ВПТ-50-3)	ПТ-50-130/7 (ВПТ-50-4)
Давление масла в системе регулирования, кг/см <sup>2</sup>	8	8	12	12—14	20	14
Давление масла в системе смазки, кг/см <sup>2</sup>	0,5	0,5	0,4	0,5	0,8	0,5
Тип главного масляного насоса	Центробежный					
Марка насоса	ТНОМ-100-1	ЭМН-8-11	МТ-12-150	6МС-6Х5	АЯПЗ-150	АЯПЗ-150Х4
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	60	9,6	150	150	100	150
Напор, м вод. ст.	67	80	120	225	214	240
Тип привода насоса	Турбинный	АО-52-4В-3	Турбинный	А-102-4	ГАМТ6-125-6	ДАМ6-117-4
Мощность, квт	21	7	100	160	100	180
Число оборотов в минуту	4 500	1 440	4 000	1 470	1 000	1 470
Марка насоса	Нет	Нет	Нет	4НДв	4НДв	4НДв
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	—	—	—	90	90	90
Напор, м вод. ст.	—	—	—	25	25	25
Тип электродвигателя	—	—	—	А-62-4	А-62-4	А-62-4
Мощность, квт	—	—	—	14	14	14
Число оборотов в минуту	—	—	—	1 500	1 500	1 500
Марка насоса	ЗК-9	НШ-85-1	4НДв	—	4НДв	4НДв
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	35	5,1	90	—	90	90
Напор, м вод. ст.	22,5	1	25	—	25	25
Тип электродвигателя	ПН-28,5	П-22В-1 и АО-32-4В-1	ПН-100	ПН-100*	ПН-100	ПН-100
Мощность, квт	5,3	1	12	12	12	12
Число оборотов в минуту	2 800	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Включение аварийного масляного насоса происходит при падении давления масла в системе смазки ниже, кг/см <sup>2</sup>	0,2	0,25	0,2	0,2	0,5	0,2
Число маслоохладителей	2	2	2	2	4	4
Емкость масляной системы, м <sup>2</sup>	7**	2,5	16	14**	16	21**

\* Работает в блоке с резервным насосом.  
\*\* Емкость масляного бака.  
Примечание. При полной нагрузке турбины для чистки может быть отключен только один маслоохладитель.

Система масляного снабжения турбин с противодавлением (техническая характеристика)

Тип турбины	P-1,5-15/3 (OP-1,5-3)	P-1,5-35/15 (AP-1,5-15)	P-2,5-35/3 (AP-2,5-3)	P-2,5-35/5 (AP-2,5-5)	P-4-35/10 (AP-4-11)	P-6-35/5 (AP-6-5)	P-12-90/31 (BP-12-31)	P-25-90/31 (BP-25-1)	P-25-90/18 (BP-25-2)	P-25-90/31 (BPT-25-1) P-25-90/18 (BPT-25-2)
Давление масла в системе регулирования, кг/см <sup>2</sup>	3,5—6,5	4—6	4—6	4—6	4—6	8	12	11	11	15
Давление масла в системе смазки, кг/см <sup>2</sup>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	1,75
Главный масляный насос	Центробежный	Зубчатый*	Центробежный	Центробежный	Центробежный	Центробежный	Центробежный	Центробежный	Центробежный	Центробежный
Марка насоса	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	КСМ-50X	ИШ-280-5	ИМТ-12-150	ИМТ-12-150	6НУХ26
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	20	30	30	30	30	50	16,8	150	150	116
Напор, м вод. ст.	55	50	50	50	50	125	55	120	120	120
Тип привода насоса	Турбинный	Турбинный	Турбинный	Турбинный	Турбинный	—	АО-52-4Ф2	Турбинный	Турбинный	МА-32-71/2
Мощность, квт	—	—	—	—	—	40	7	100	100	125
Число оборотов в минуту	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	—	1 440	4 000	4 000	3 000
Марка насоса	РЗ-30	РЗ-30	РЗ-30	РЗ-30	РЗ-30	2К-8а	ЗК-9а	4 НДв	4НДв	4НДв*
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	18	10,8	10,8	10,8	10,8	26	35	90	90	90
Напор, м вод. ст.	7	—	—	—	—	18	22,5	25	25	25
Тип электродвигателя	ПН-17,5	ПН-28,5	ПН-28,5	ПН-28,5	ПН-28,5	—	ПН-28,5	ПН-100	ПН-100	ПН-100
Мощность, квт	1	1,6	1,6	1,6	1,6	—	5,3	15	12	15
Число оборотов в минуту	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	—	2 800	1 500	1 500	1 600
Включение аварийного масляного электронасоса происходит при падении давления масла в системе смазки ниже, кг/см <sup>2</sup>	0,2	0,25—0,30	0,25—0,30	0,25—0,30	0,25—0,30	—	—	0,2	0,2	—
Количество масляных систем, м <sup>3</sup>	2	3	3	3	3	2	2	4	3	4
Емкость масляной системы, м <sup>3</sup>	1	1	1,5	1,5	1,5	7**	7**	13	13	13

\* В масляной системе турбин типов ВРТ-25-1 и ВРТ-25-2 имеется еще по одному масляному насосу типа 4НДв с теми же характеристиками, но с правлением от электродвигателя номинального тока типа А-024 (N=14 квт, n=1450 об/мин).

\*\* Рабочая емкость масляного бака.

Примечание. При полной нагрузке турбины для чистки может быть отключен только один маслоохладитель.

ности регулирующей ступени, например, за счет увеличения парциальности или реконструкции регулирующей ступени.

2. Для контроля за режимами работы турбин заводы-изготовители обычно указывают предельные давления в контрольных ступенях, чаще всего в камерах регулирующих ступеней или камерах перегрузки (турбины с частичным подводом пара к промежуточной ступени).

Величины давлений в контрольных ступенях турбины зависят от расхода пара и состояния проточной части. Повышение давления происходит при увеличении расхода пара через турбину (при максимальном расходе пара давления в контрольных ступенях достигают предельных значений), а также при заносе проточной части солями.

В практике эксплуатации турбин принимаются разные решения по контролю за режимами давлений в ступенях. В одних случаях сохраняют предельные давления в контрольных ступенях за счет ограничения расхода пара и снижения нагрузки, в других случаях допускают незначительный занос проточной части, что приводит к повышению давления пара в контрольной ступени на 5—10% расчетной величины давления, которое соответствует номинальной мощности при чистой проточной части.

3. Увеличение нерегулируемого отбора пара из промежуточной ступени не всегда допустимо по условиям прочности, так как это приводит к росту теплоперепада на предыдущую отборную ступень и соответственно перегружает рабочие лопатки и диафрагму (или направляющие лопатки). Решение вопроса о возможности увеличения нерегулируемого отбора из промежуточной ступени требует специальной технической проработки.

4. Турбины, рассчитанные на работу для зоны допустимых колебаний давления и температуры свежего пара при верхнем уровне параметров свежего пара, могут обеспечивать нагрузку выше номинальной.

Предельно допустимую электрическую мощность турбины (на зажимах генератора) с достаточной для практи-

ки точностью можно определить по уравнению

$$N_{э.пр} = \frac{H_{о.в} \eta_{oi} \eta'_m \eta'_r}{H_{о.н} \eta_{oi} \eta'_m \eta'_r} \cdot N_{э.ном} \approx \frac{H_{о.в}}{H_{о.н}} N_{э.ном} [квт], \quad (6-1)$$

где

$H_{о.в}$  — максимальный располагаемый теплоперепад от верхних предельных давлений и температур пара до фактически достижимого вакуума, ккал/кг;

$H_{о.н}$  — располагаемый теплоперепад от низших допустимых давлений и температуры пара до допустимого наиболее высокого давления отработавшего пара (ниже вакуума), при котором завод гарантирует номинальную мощность турбины, ккал/кг;

$\eta_{oi}, \eta'_{oi}$  — относительные внутренние к. п. д. турбины при максимальном и минимальном располагаемых теплоперепадах;

$\eta_m, \eta_r, \eta'_m, \eta'_r$  — к. п. д. механический и генератора при  $N_{э.пр}$  и  $N_{э.ном}$  соответственно;

$N_{э.ном}$  — номинальная мощность турбины, квт.

Основным критерием предела повышения мощности является также предельное давление пара в контрольной ступени.

5. Турбины с регулируемым отбором пара позволяют получить дополнительную мощность без перегрузки проточной части за счет некоторого сокращения регулируемых отборов; величина максимально допустимой мощности обычно указана в диаграммах режимов.

## 6-2. КОНТРОЛЬ ЗА РАБОТОЙ УПОРНЫХ ПОДШИПНИКОВ

Осевые давления на упорных подшипниках турбин зависят от многих причин и в условиях эксплуатации



могут сильно изменяться, вызывая неполадки и даже аварии. Они зависят от состояния проточной части турбины, уплотнений диафрагм, концевых уплотнений ротора и т. д. Осевые усилия изменяются при переходных режимах работы турбины. Они сильно возрастают при быстром, особенно скачкообразном, повышении нагрузки турбины.

В турбинах с сильно нагруженными упорными подшипниками необходимо устанавливать контроль за их работой по температуре баббита рабочих колодок, не допуская повышения температуры выше 90°С.

### 6.3. КОНТРОЛЬ ЗА ВИБРАЦИОННЫМ СОСТОЯНИЕМ ТУРБОАГРЕГАТА

Надежность, а также и экономичность работы турбинного агрегата зависят от его вибрационного состояния.

Контроль за вибрационным состоянием турбоагрегата осуществляется по амплитудам вибрации подшипников, измеряемым в трех направлениях: вертикальном, горизонтальном и осевом. Оценкой вибрационного состояния является максимальная величина двойной амплитуды вибрации того подшипника, вибрации которого при самом неблагоприятном режиме нагрузки будут наибольшими.

Пределы допустимых величин вибрации указаны в табл. 6-1.

Контроль за вибрацией подшипников турбоагрегата осуществляется в следующие моменты:

а) перед остановкой на капитальный ремонт и при вводе в работу после капитального ремонта;

б) при заметном повышении вибрации подшипников.

В первом случае вибрация подшипников измеряется при установившихся режимах: холостом ходе без возбуждения, холостом ходе с возбуждением, половинной и полной нагрузках турбины.

Периодичность измерения вибрации подшипников зависит от вибрационного состояния турбоагрегата и производится в следующие сроки: 1 раз в месяц при оценке «отлично» и «хорошо» (табл. 6-1) и 1 раз в две недели — при оценке вибрации «удовлетворительно». Периодические измерения вибрации производятся при одной и той же нагрузке турбины, но не меньше половины номинальной.

Прибор для измерения вибрации подшипников должен удовлетворять следующим требованиям:

а) позволять измерение амплитуды вибрации раздельно для любого из трех направлений;

б) цена деления шкалы прибора и нижний предел измерения должен быть не более 10 мк;

в) верхний предел измерений прибора должен быть не ниже 400 мк;

г) точность измерения амплитуды вибрации должна быть не ниже ±10% в диапазоне частот, для которых предназначен прибор;

д) прибор должен иметь протокол

Таблица 6-1

### Нормы вибраций подшипников турбоагрегатов, работающих с $n=3000$ об/мин

а) При вводе в эксплуатацию после монтажа (в соответствии с ГОСТ 5908-51)

Двойная амплитуда вибраций, мк	Нормы МЭС, 1952 г.)		
	До 40	До 60	До 80
Оценка	Отлично	Хорошо	Удовлетворительно

б) В период нормальной эксплуатации (в соответствии с Нормами МЭС, 1952 г.)

Величина нагрузки	Нормы МЭС, 1952 г.)	
	При полной и половинной нагрузках турбоагрегата	При холостом ходе турбины без возбуждения генератора
Двойная амплитуда вибрации, мк	Не более 40	Не более 60

проверки (тарировки), действительный на дату измерения;

е) все приборы, исключая ручные, должны быть приспособлены для жесткого крепления к подшипникам турбины и устанавливаться над поперечной осью симметрии вкладыша.

### 6.4. КОНТРОЛЬ ЗА КАЧЕСТВОМ ТУРБИННОГО МАСЛА

Для обеспечения нормальной работы турбины качество турбинного масла должно соответствовать данным табл. 6-2.

Для контроля за качеством масла производится периодический отбор проб.

### 6.5. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ТУРБОУСТАНОВКИ И ТУРБИННОГО ЦЕХА

1. Коэффициент полезного действия брутто турбоустановки или турбинного цеха:

$$\eta_{гр} = \frac{860 N_{э.ср}}{Q_3} \cdot 100\% \quad (6-2)$$

где  $N_{э.ср}$  — средняя электрическая нагрузка турбоустановки или турбинного цеха за любой

промежуток времени  $t$ , кВт;

$Q_3$  — средний расход тепла на выработку электроэнергии (без расхода на собственные нужды) одной турбоустановкой или турбинным цехом за тот же промежуток времени  $t$ , ккал/ч.

$$Q_3 = D_0 i_0 - D_{п.в} i_{п.в} - \Sigma D_{от} i_{от} + \Sigma D_{в} i_{в} \quad (6-3)$$

где  $D_0$  и  $i_0$  — среднее количество за время  $t$  и энтальпия (теплосодержание) свежего пара, расходуемого турбоустановкой или турбинным цехом, кг/ч и ккал/кг;

$D_{п.в}$  и  $i_{п.в}$  — среднее количество за время  $t$  и энтальпия (теплосодержание) питательной воды, поступившей в котельные установки из одной или всех турбоустановок турбинного цеха, кг/ч; ккал/кг;

$\Sigma D_{от} i_{от}$  — суммарное количество тепла, отпущенного из отборов одной или всех турбоустановок турбин-

Таблица 6-2

### Масло турбинное (технические условия в соответствии с ГОСТ 32-53)

Наименование показателей	Турбинное 22л (турбинное Л с присадкой ВТИ-1)	Турбинное 22 (турбинное Л)	Турбинное 30 (турбинное УТ)	Турбинное 46 (турбинное Т)	Турбинное 57 (турбо-редукторное)
	Вязкость кинематическая при 50°С, сст, в пределах	20—23	20—23	28—32	44—48
Кислотное число в мг КОН на 1 г масла (не более)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,05
Стабильность:					
а) осадок после окисления, % (не более)	0,05	0,1	0,1	0,15	—
б) кислотное число после окисления в мг КОН на 1 г (не более)	0,20	0,35	0,35	0,45	—
Зольность, % (не более)	0,005	0,005	0,005	0,02	0,04
Скорость деэмульсации в 1 мин (не более)	8	8	8	8	8
Содержание водорастворимых кислот и щелочей					
					Отсутствие
Содержание механических примесей					Отсутствие
Температура вспышки, определяется в открытом тигле, °С (не ниже)	180	180	180	195	195
Температура застывания, °С (не выше)	—15	—15	—10	—10	—
Натровая проба с подкислением в баллах (не более)	2	2	2	2	2
Содержание присадки ВТИ-1, %, в пределах	0,009—0,015	—	—	—	—
Прозрачность при 0°С					Прозрачно

ного цеха с паром и водой;  
 $D_{от}$  и  $i_{от}$  — количество и теплосодержание пара и воды,  $кг/ч$ ;  $ккал/кг$ ;

$\Sigma D_{в}$  — суммарное количество поступившего в турбоустановку или турбинный цех тепла с отработавшим паром, конденсатом, добавочной водой, дренажем из теплофикационных подогревателей и т. д.;

$D_{в}$  и  $i_{в}$  — количество и теплосодержание пара или воды,  $кг/ч$  и  $ккал/кг$ .

2. К. п. д. нетто турбоустановки или турбинного цеха

$$\eta_{т.н} = \frac{860(N_{э.сп} - N_{г.н})}{Q_3 + Q_{т.н}} 100 \%, \quad (6-4)$$

где  $N_{э.сп}$  — средняя электрическая нагрузка турбоагрегата или турбинного цеха за промежуток времени  $t$ ,  $квт$ ;

$N_{г.н}$  — средняя электрическая нагрузка, потребляемая вспомогательными механизмами для обслуживания турбоустановки или турбинного цеха,  $квт$ ;

$Q_3$  — средний расход тепла на выработку электроэнергии турбоустановкой или турбинным цехом (без расхода на собственные нужды),  $ккал/ч$ ;

$Q_{т.н}$  — средний расход тепла на собственные нужды по про-

изводству электроэнергии турбоустановкой или турбинным цехом,  $ккал/ч$ .

В коэффициент полезного действия нетто турбоустановки или турбинного цеха включаются расходы тепла на собственные нужды по каждой турбоустановке и по относящимся к ним вспомогательным агрегатам, а также расход электроэнергии на собственные нужды электроцеха.

К расходу тепла на собственные нужды турбоустановки и турбинного цеха относятся:

а) расход тепла на турбопривод циркуляционных или конденсатных насосов;

б) расходы тепла, связанные с пусками и остановками турбоагрегатов;

в) расходы тепла на отопление и вентиляцию производственных и бытовых помещений турбинного цеха.

К расходу электроэнергии на собственные нужды турбоустановок и турбинного цеха относятся:

а) расход на конденсатные и циркуляционные насосы (при наличии центральной насосной расход электроэнергии на циркуляционные насосы отдельной турбины распределяется пропорционально расходу охлаждающей воды);

б) расход на перекачивающие насосы дренажей, регенеративных установок и т. д.;

в) расход на хозяйственные и пожарные насосы;

г) расход на собственные нужды электроцеха.

## ГЛАВА СЕДЬМАЯ

### НЕКОТОРЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ТУРБИНЫ

#### 7-1. РАСХОД ПАРА ЧЕРЕЗ СОПЛОВЫЕ РЕШЕТКИ ТУРБИНЫ ПРИ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМАХ

1. Критический расход пара через сопло (решетку) при расчетных параметрах пара:

$$G_{кр} = 203,5 f_{мин} \sqrt{\frac{p_0}{v_0}} \quad [кг/сек], \quad (7-1)$$

где  $f_{мин}$  — минимальное сечение сужающегося сопла (решетки),  $м^2$ ;

$p_0$  и  $v_0$  — давление и удельный объем пара перед решеткой (соплами),  $ата$  и  $м^3/кг$ .

2. Расход пара через сопло (решетку) при скоростях ниже критических,

но при расчетных начальных параметрах:

$$G = 203,5 f_{мин} \beta_1 \sqrt{\frac{p_0}{v_0}}, \quad (7-2)$$

где  $\beta_1$  — коэффициент Бендемана, зависящий от отношения давления за решеткой  $p_1$  к давлению перед решеткой  $p_0$  при критическом отношении давлений  $\beta_1 = 1$ , а при отношении давлений выше критического  $\beta_1 < 1$ .

Зависимость  $\beta$  от отношения давлений  $p_1/p_0$  представлена на рис. 7-1.

3. Критический расход пара через сопло (решетку) при нерасчетных параметрах перед решеткой:

$$G'_{кр} = 203,5 f_{мин} \sqrt{\frac{p'_1}{v'_0}}, \quad (7-3)$$

где  $p'_0$  и  $v'_0$  — давление и удельный объем пара перед решеткой,  $ата$  и  $м^3/кг$ .

4. Расход пара через сопло (решетку) при скоростях ниже критических и нерасчетных начальных параметрах:

$$G' = 203,5 f_{мин} \beta_2 \sqrt{\frac{p'_0}{v'_0}} \quad (7-4)$$

где  $\beta_2$  — коэффициент, зависящий от отношения давления за решеткой  $p'_1$  к давлению перед решеткой  $p'_0$ .

5. Из уравнений (7-1), (7-2), (7-3) и (7-4)

$$G = \beta_1 G_{кр} \quad \text{и} \quad G' = \beta_2 G'_{кр}. \quad (7-5)$$

6. Относительные изменения расхода пара через сопло (решетку) для различных начальных параметров при критических скоростях истечения:

$$\alpha_1 = \frac{G'_{кр}}{G_{кр}} = \sqrt{\frac{p'_0 v_0}{p_0 v'_0}} = \sqrt{\frac{(p'_0)^2 T_0}{(p_0)^2 T'_0}} \approx \frac{p'_0}{p_0}, \quad (7-6)$$

где  $T_0$  и  $T'_0$  — абсолютные температуры пара перед соплом при расчетном и переменном режимах.

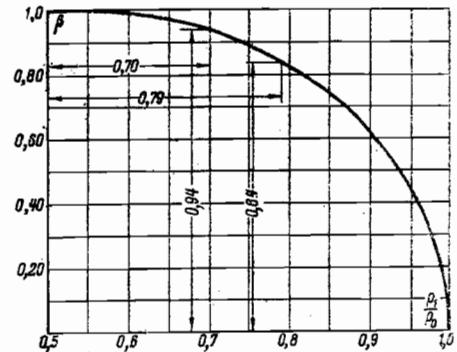


Рис. 7-1. Коэффициент Бендемана для определения расходов пара при переменном режиме работы решетки.

7. Относительное изменение расхода пара через сопло (решетку) при нерасчетных начальных параметрах и противодавлении (при скорости пара ниже критической):

$$\alpha_0 = \frac{G'}{G} = \frac{\beta_2 G'_{кр}}{\beta_1 G_{кр}} = \frac{\beta_2}{\beta_1} \sqrt{\frac{p'_0 v_0}{p_0 v'_0}} \approx \frac{\beta_2}{\beta_1} \frac{p'_0}{p_0} = \frac{\beta_2}{\beta_1} \alpha_1. \quad (7-7)$$

Действительный расход пара через сопло для указанного в п. 7 режима:

$$G' = \alpha_0 G = \alpha_1 \frac{\beta_2}{\beta_1} G, \quad (7-8)$$

где  $G$  — расчетный расход пара через сопло (решетку).

Приводим пример расчета сопла (решетки) на переменный режим. Требуется определить относительное изменение расхода пара через сопло (решетку) для начального давления  $p'_0 < p_0$  ( $p_0$  — расчетное давление перед решеткой) и противодавления  $p'_1 > p_1$  ( $p_1$  — расчетное давление за решеткой).

Относительное изменение расхода пара через сопло подсчитываем по уравнению (7-7):

$$\alpha_0 = \alpha_1 \frac{\beta_2}{\beta_1}.$$

Находим  $\alpha_1 = p'_0/p_0$  и  $\beta_1$  — для отношения давлений  $p_1/p_0$ , и  $\beta_2$  — для отношения давлений  $p'_1/p'_0$  по рис. 7-1.

Найденные значения  $\alpha_1$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  подставляем в уравнение (7-7).

Таблица 7-1

Значения коэффициента Бендемана для отношений  $\left(\frac{p_1}{p_0}\right)$

$p_1/p_0$	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
$\beta$	0,2085	0,2931	0,3570	0,4097	0,4548	0,6261	0,7427	0,8283	0,8920	0,9403	0,9733	0,9930	0,9998

Предположим, что даны:  
 $p_0 = 20 \text{ ага}$ ;  $p_1 = 14 \text{ ага}$ ;  $G = 20 \text{ кг/сек}$  — расчетные значения и  $p'_0 = 19 \text{ ага}$ ,  $p'_1 = 15 \text{ ага}$  — нерасчетные значения. Требуется определить расход пара при нерасчетных параметрах.

Находим  $\alpha_1 = \frac{19}{20} = 0,95$  и  $\beta_1 = 0,94$   
 для  $\frac{p_1}{p_0} = \frac{14}{20} = 0,7$ .

Величину  $\beta_2 = 0,84$  для  $\frac{p'_1}{p'_0} = \frac{15}{19} = 0,79$  определяем по рис. 7-1.

Вычисляем:

$$\alpha_0 = 0,95 \frac{0,84}{0,94} = 0,85 \text{ и } G' = 0,85 \cdot 20 = 17,04 \text{ кг/сек.}$$

В табл. 7-1 приводятся зависимости  $\beta = f\left(\frac{p_1}{p_0}\right)$ , которые могут быть использованы для построения графика в любом масштабе.

### 7-2. СВЯЗЬ МЕЖДУ ДАВЛЕНИЯМИ В СТУПЕНЯХ ТУРБИНЫ И РАСХОДОМ ПАРА

1. В конденсационных турбинах, работающих с глубоким вакуумом (независимо от скорости пара в сопловых решетках), и в турбинах с противодавлением (при скоростях пара в решетках, равных или выше критических) давления пара в ступенях (исключая регулирующие ступени с сопловым парораспределением) приблизительно прямо пропорциональны расходу пара:

$$p_{1x} = \frac{D_x}{D_0} p_{10}, \quad (7-9)$$

где  $p_{1x}$  — искомое давление для заданного расхода пара  $D_x$ ;

$D_0$  — расчетный расход пара через турбину (ступень);

$p_{10}$  — давление пара перед ступенью при режиме турбины с расходом пара  $D_0$ .

2. Для турбин с противодавлением (при скоростях пара в сопловых решетках ниже критических), исключая регулируемую ступень, связь между давлением пара в ступенях с его расходом выражается уравнением:

$$\frac{D_x}{D_0} \cong \sqrt{\frac{T_0}{T_x} \cdot \frac{p_{1x}^2 - p_{2x}^2}{p_{10}^2 - p_{20}^2}}, \quad (7-10)$$

где

$T_0$  — абсолютная температура пара перед любой ступенью турбины при расчетном расходе пара  $D_0$ ;

$T_x$  — абсолютная температура пара перед соответствующей ступенью турбины при расходе пара  $D_x$ ;

$p_{10}$  и  $p_{1x}$  — давления пара перед сопловыми решетками любой ступени турбины при расходах пара  $D_0$  и  $D_x$  соответственно;

$p_{20}$  и  $p_{2x}$  — давления пара за рабочими лопатками любой ступени при расходах пара  $D_0$  и  $D_x$  соответственно.

С достаточной для практических расчетов точностью принимают:

$$\frac{D_x}{D_0} \cong \sqrt{\frac{p_{1x}^2 - p_{2x}^2}{p_{10}^2 - p_{20}^2}}. \quad (7-11)$$

Давление пара перед сопловыми решетками любой ступени турбины

$$p_{1x} = \sqrt{\left(\frac{D_x}{D_0}\right)^2 (p_{10}^2 - p_{20}^2) + p_{2x}^2}. \quad (7-12)$$

Давление пара за рабочими решетками любой ступени турбины

$$p_{2x} = \sqrt{p_{1x}^2 - \left(\frac{D_x}{D_0}\right)^2 (p_{10}^2 - p_{20}^2)}. \quad (7-13)$$

Уравнения (7-12) и (7-13) дают удовлетворительные результаты при определении  $p_{1x}$  или  $p_{2x}$  для группы ступеней не меньше трех. Для двух и особенно для одной ступени вследствие больших погрешностей в определении  $p_{1x}$  или  $p_{2x}$  уравнениями (7-12) и (7-13) пользоваться не следует.

3. Для турбин с регулируемым отбором пара давления в ступенях зависят от режима их работы:

а) Для конденсационной турбины с одним регулируемым отбором при режиме работы с регулируемым отбором давления  $p_{1x}$  и  $p_{2x}$  в ступенях ч. в. д. определяются по уравнениям (7-12) и (7-13), а для ступеней ч. н. д. — по уравнению (7-9). Расчетные давления  $p_{10}$  и  $p_{20}$  для ч. в. д. турбины, подставляемые в уравнения (7-12) и (7-13), соответствуют режиму турбин с максимальным расчетным расходом пара через ч. в. д., в то время как давления  $p_{10}$  и  $p_{20}$ , подставляемые в уравнение (7-9), должны соответствовать режиму при расчетном расходе пара через ступени турбины для конденсационного режима.

б) Для конденсационной турбины с двумя регулируемым отборами пара при режимах работы с отборами давления  $p_{1x}$  и  $p_{2x}$  в ступенях ч. в. д. и ч. с. д. определяются по уравнениям (7-12) и (7-13), а в ч. н. д. — по уравнению (7-9). Давления  $p_{10}$  и  $p_{20}$  для ч. в. д. и ч. с. д. принимаются в соответствии с расчетными расходами пара через них при режимах с регулируемым отборами. Для режима работы турбины с включенным первым регулируемым отбором (второй отбор равен нулю) давления  $p_{1x}$  и  $p_{2x}$  опреде-

ляются для ч. в. д. по уравнениям (7-12) и (7-13), а для ч. с. д. и ч. н. д. — по уравнению (7-9). Давления  $p_{10}$  и  $p_{20}$  в ступенях ч. с. д. и ч. н. д. принимаются в соответствии с расчетным расходом пара при конденсационном режиме турбины. Давления  $p_{1x}$  и  $p_{2x}$  в ступенях ч. в. д. и ч. с. д. турбины для режима с включенным вторым отбором (первый отбор равен нулю) определяются по уравнениям (7-12) и (7-13), а в ступенях ч. н. д. — по уравнению (7-9). Давления  $p_{10}$  и  $p_{20}$  принимаются для соответствующих расчетных расходов пара через ч. в. д. и ч. с. д. турбины.

Порядок расчета следующий. Вначале определяют давления  $p_{1x}$  и  $p_{2x}$  для ступеней давления ч. с. д., т. е. состояние пара за рабочими решетками регулирующей ступени перепуска пара из ч. в. д. в ч. с. д.; после этого выполняется расчет регулирующей ступени по методике с построением треугольников скоростей. После нахождения состояния пара перед сопловой решеткой регулирующей ступени перепуска, т. е. состояния пара за рабочими решетками ч. в. д., определяют давления  $p_{1x}$  и  $p_{2x}$  для всех ступеней ч. в. д.; таким же способом это выполняется для турбин с противодавлением.

Для конденсационного режима турбины (нулевые регулируемые отборы пара) давления  $p_{1x}$  и  $p_{2x}$  в ступенях, а также перед сопловыми решетками регулирующих ступеней перепуска из ч. в. д. в ч. с. д. и из ч. с. д. в ч. н. д. (при полностью открытых клапанах первого и второго отборов) определяются по уравнению (7-9).

в) Для турбин с противодавлением и регулируемым отбором пара при режимах с регулируемым отбором и без него давления  $p_{1x}$  и  $p_{2x}$  определяются по уравнениям (7-12) и (7-13) вначале для ступеней ч. н. д., а для ступеней ч. в. д. — после расчета регулирующей ступени ч. н. д. по методике с построением треугольников скоростей.

ТИПЫ КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК  
(к конденсационные турбины без регулируемых отборов пара)

Турбина	К-4-35 (АК-4)	К-6-35 (АК-6)	К-95-90 (БК-25-1)	К-50-90 (БК-50-1)	К-50-90 (БК-50-3)	К-100-90 (БК-100-2)	К-100-90 (БК-100-6)	К-100-90 (БК-100)	К-150-130 (ПВК-150)	К-200-130 (ПВК-200)
Электрический генератор	T2-4-2	T2-6-2	T2-25-2	T2-50-2 или ТВ-50-2	ТВ-50-2	ТВ2-100-2	ТВФ-100-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2	ТВФ-200-2
Конденсатор	КП-385	КП-540	25КЦС-6 или 25КЦС-7	50КЦС-3	50КЦС-5	100КЦС-2	100КЦС-4	К-100-3685	К-150-9115	200КЦС-2
Конденсатный насос	5КС-5×2	5КС-5×2	8КСД-5×3	10КСД-5×3	10КСД-5×3	10КСД-5×3	10КСД-5×3	10КСД-5×3	16КСВ-11×4	12КСВ-9×4
Эжекторы	—	ЭП-12	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3
Подогреватели низкого давления	ЭЖ-А	ЭЖ-А	ЭП-2-400-3	ЭП-3-600-4	ЭП-3-600-4	ЭП-3-600-4	ЭП-3-600-4	ЭП-3-600-4	ЭП-3-600-4	ЭП-3-600-4
Подогреватели высокого давления	ПН-30-В-1	ПН-30-В-1	ПН-65-3 ПН-65-4	ПН-130-4М ПН-130-5М	ПН-90М	ПН-200-1М ПН-200-2М	ПН-130-6М ПН-200-1М	ПН-200-1М ПН-200-2М	ПН-250-4М ПН-250-5М	ПН-100-2М ПН-300-1 ПН-300-2
Вспомогательные масляные насосы	ПВ-60-3	ПВ-60-3	ПВ-120/180 № 1 ПВ-120/180 № 2	ПВ-200/180 № 1 ПВ-200/180 № 2	ПВ-150/180 № 1 ПВ-150/180 № 2	ПВ-350/230 № 6 ПВ-350/230 № 7	ПВ-250/180 № 1 ПВ-250/180 № 2 ПВ-250/180 № 3	ПВ-350/230 № 6 ПВ-350/230 № 7	ПВ-425/230 № 1 ПВ-425/230 № 2 ПВ-425/230 № 3	ПВ-480/230 № 1 ПВ-480/230 № 2 ПВ-480/230 № 3
пусковой	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	МТ-12-150	МТ-12-150	АЯПЗ-150	МТ-12-150	АЯПЗ-150	6Н-7×2а	8НД19×2	АЯПЗ-300
резервный	—	—	—	—	4НДв	—	5НДв	5НДв	5НДв	5НДв
аварийный	РЗ-30	РЗ-30	4НДв	4НДв	—	4НДв	—	5НДв	5НДв	5НДв

ТИПЫ КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК  
(конденсационные турбины с производственным отбором пара)

Турбина	П-0,75-33/5 (АП-075)	П-1,5-35/5 (АП-1,5)	П-2,5-35/5 (АП-2,5)	П-4-35/5 (АП-4)	П-6-35/5 (АП-6)	П-6-35/5 (АП-6 П)	П-25-33/10 (АП-25-2)
Электрический генератор	T2-0,75-2	T2Б-1,5-2	T2-2,5-2	T2-4-2	T2-6-2	T2-6-2	ТВ2-30-2 или ТВ2-25
Конденсатор	КП-110	КП-195	КП-280	КП-385	КП-540	КП-480	25КЦС-6
Конденсатный насос	2КС-6	3КС-9	ЭЖН-18-К	5КС-5×2	ЭЖН-18-К	5КС-5×2	КД-153
Эжекторы	пусковой аварийный	ЭП-12 ЭЖ-10	ЭП-12 ЭЖ-17	— ЭЖ-А	ЭП-12 ЭЖ-30	— ЭЖ-Б	ЭП-1-600-3 ЭП-2-400-3
Подогреватель низкого давления	ПН-2	ПН-4	ПН-5,5	ПН-30-В-1	ПН-13	ПН-30-В-1	ПН-100-1М
Подогреватель высокого давления	ПВ-6	ПВ-10	ПВ-15	ПВ-60-3	ПВ-30	ПВ-60-3	ПВ-150-2 ПВ-150-3
Вспомогательные масляные насосы	пусковой аварийный	ТНМ-7-35 РЗ-30	ТНМ-6-20 РЗ-30	ТНМ-6-20 РЗ-30	ТНМ-6-20 РЗ-30	ТНМ-6-20 РЗ-30	МТА-12-150 4НДв

ТИПЫ КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОВУРБИНЫХ УСТАНОВОК  
(конденсационные турбины с теплофикационным отбором пара)

Турбина	Т-4-35 (АТ-4)	Т-6-35 (АТ-5)	Т-12-35 (АТ-12-2)	Т-25-90 (ВТ-25-4)	Т-25-90 (ВТ-25-5)	Т-50-130 (ВТ-50-1)
Электрический генератор	Т2-4-2	Т2-6-2	Т2-12-2	ТВ2-30-2 или ТВБ-25	ТВС-30	ТВ-60-2
Конденсатор	КП-385	КП-540	КС-940-1	25КЦС-6 или 25КЦС-7	К2-1750-1 или К2-2000-1	К2-3000-2
Конденсатный насос	5КС-5×2	5КС-5×2	5КС-5×2	8КСД-5×3	8КСД-5×3	8КСД-5×3
Эжекторы	—	ЭП-12	ЭП-1-300	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3
	ЭЖ-А	ЭО-30	ЭП-2-300	ЭП-2-400-3	ЭП-2-400-3	ЭП-3-600-4
Подогреватели низкого давления	ПН-30-В-1	ПН-30-В-1	ПНД-40	ПН-65-3 ПН-130-5М	ПН-65-3 ПН-130-3М ПН-130-5М	—
Подогреватели высокого давления	ПВ-60-3	ПВ-60-3	ПВД-100	ПВ 200/180 № 1 ПВ 200/180 № 2	ПВ 200/180 № 1 ПВ 200/180 № 2	ПВ 350/230 № 6 ПВ 350/230 № 7 ПВ 350/230 № 8
Вспомогательные масляные насосы	ТНМ-6-20	ТНМ-6-20	ТНОМ-100-1	МТ-12-150	КСМ-70×8	АЯПЗ-150×4
	РЗ-30	РЗ-30	ЗК-9а	4НДв	6К-12а	4НДв*

\* Имеется еще резервный масляный насос типа 4НДв.

ТИПЫ КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОВУРБИНЫХ УСТАНОВОК  
(конденсационные турбины с производственным и теплофикационным отбором пара)

Турбина	ПТ-12-35/10 (АПТ-12-1)	ПТ-12-30/10 (ВПТ-12)*	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-3)	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-4)	ПТ-50-130/13 (ВПТ-50-2)	ПТ-50-130/7 (ВПТ-50-4)
Электрический генератор	Т2-12-2	Т2-12-2	ТВ2-30-2 или ТВБ-25	ТВС-30	ТВ-60-2	ТВ-60-2
Конденсатор	КС-940-1	КП-540	25КЦС-6 или 25КЦС-7	К2-1750-1 или К2-2000-1	50КЦС-4	К2-3000-1
Конденсатный насос	5КС-5×2	5КС-5×4	8КСД-5×3	8КСД-5×3	8КСД-5×3	8КСД-5×3
Эжекторы	ЭП-1-300	—	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3	ЭП-1-600-3
	ЭП-2-300	—	ЭП-2-400-3	ЭП-2-400-3	ЭП-3-600-4	ЭП-3-600-4
Подогреватели низкого давл. ления	ПНД-40	ПН-65-3	ПН-65-1; ПН-130-2М ПН-65-2; ПН-130-5М ПН-65-3 ПН-65-4	ПН-65-3 ПН-130-5М	ПН-100-2М ПН-130-6М	ПН-100-2М ПН-130-2М
Подогреватели высокого давл. ления	ПВД-100	—	—	ПВ 200/180 № 1 ПВ 200/180 № 2	ПВ 350/230 № 6 ПВ 350/230 № 7 ПВ 350/230 № 8	ПВ 350/230 № 6 ПВ 350/230 № 7 ПВ 350/230 № 8
Вспомогатель- ные масляные насосы	ТНОМ-100-1	ЭМН-8-11	МТ-12-150	КСМ-70×8	АЯПЗ-150	АЯПЗ-150×4
	ЗК-9	—	—	6К-12а	4НДв	4НДв
аварийный	—	НШ-85-1	4НДв	6К-12а	4НДв	4НДв

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТУРБИН  
КАЛУЖСКОГО ТУРБИНОГО ЗАВОДА**

Типы турбин	Мощность, кВт		Параметры снежного пара		Подогрев питательной воды, °С	Номинальный регулиру- емый отбор		Номинальные расходы пара и тепла при режимах			Монтажные характеристики						
	старое обозначе- ние	новое обозначе- ние	давление, атм	температура, °С		температура, °С	расход, т/ч	с отбором пара	ккал/квт.ч	ккал/квт.ч	ккал/квт.ч	Вес турбины с масляной систе- мой, т	Вес ротора тип- овный, кг	Вес напореде- жего узла турбины, т	Вес* комплекта оборудования поставки, т	Высота фунда- мента, м	Высота крюка над полом ма- шинного зала, м
АП-12	ПТ-12-35/10	12 000	35	435	150±10	10/1,2	295/106	50/40	108,8	5 800	58,5	3 100	39,0	5 680	11,5	76	4,5
АТ-12	Т-12-35	12 000	35	435	150±10	1,2	105	65	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АК-12	К-12-35	12 000	35	435	150±10	—	—	—	—	—	53,2	2 820	39,7	6 956	14,0	78,0	4,5
АК-6	К-6-35	6 000	35	435	150±10	—	—	—	—	—	27,2	2 930	30,0	4 847	10,0	65,0	4,5
АК-4-4*	—	4 000	35	435	—	—	—	—	—	—	19,4	—	19,0	3 681	8,0	39,0	—
АТ-6	Т-6-35	6 000	35	435	150±10	1,2	120	35	40,7	4 300	27,6	3 020	31,5	4 943	10,0	65	4,5
АТ-4	Т-4-35	4 000	35	435	146±10	1,2	120	22	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АП-6	П-6-35/5	6 000	35	435	150±10	5	230	40	55,8	6 000	28,2	3 020	31,5	4 926	10,0	65	4,5
АП-4	П-4-35/5	4 000	35	435	150±10	5	235	25	35,7	5 740	19,9	3 250	28,0	4 170	7,0	53	4,5
АП-2,5	П-2,5-35/5	2 500	35	435	150±10	5	240	18	25,2	6 800	13,1	3 380	22,5	3 250	5,5	42	4,0

\* Турбина АК-4 предназначена для энергоснабжения.

\*\* В комплект входят турбины с автоматическим регулированием расхода пара, устройством автоматич. конденсатора, конденсатные насосы, регенеративные подогреватели питательной воды, щиты приборов и сигнализации, трубопроводы с арматурой в пределах агрегата.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6

**ТИПЫ КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОВУРБИНЫХ УСТАНОВОК  
(турбины с противодавлением)**

Турбина	Р-1,5-15/3 (ОР-1,5-3)	Р-1,5-35/15 (АР-1,5-15)	Р-2,5-35/3 (АР-2,5-3)	Р-2,5-35/5 (АР-2,5-5)	Р-4-35/3 *(АР-4-3)	Р-4-35/10 (АР-4-11)	Р-4-35/5 (АР-4-5)
Электрический генератор	Т2Б-1,5-2	Т2Б-1,5-2	Т2-2,5-2	Т2-2,5-2	Т2-4-2	Т2-4-2	Т2-6-2
Подогреватели высокого давления	—	—	—	—	—	—	—
Вспомогательные масляные насосы	ТНМ-6-20 Р3-30	ТНМ-6-20 Р3-30	ТНМ-6-20 Р3-30	ТНМ-6-20 Р3-30	ТНМ-6-20 Р3-30	ТНМ-6-20 Р3-30	ТНМ-6-20 Р3-30

## Продолжение

Турбина	Р-6-35/10 (АР-6-11)	Р-6-90/31 (НР-6-3)	Р-12-90/31 (ВР-12-31)	Р-25-90/31 (ВР-25-1)	Р-25-90/18 (ВР-25-2)	Р-25-90/31 (ВРТ-25-1)	Р-25-90/18 (ВРТ-25-2)
Электрический генератор	Т2-6-2	Т2-6-2	Т2-12-2	ТВ2-30-2 Т2-25-2 ТВС-30 ТТВ-25	ТВ2-30-2 Т2-25-2 ТТВ-25	ТВС-30	ТВС-30
Подогреватели высокого давления	—	—	—	ПВСС-350-5	ПВСС-350-4 ПВСС-350-5	ПВ-350/230 № 6 ПВ-350/230 № 7	ПВ-350/230 № 6 ПВ-350/230 № 7
Вспомогательные масляные насосы	ТНМ-6-20 Р3-30	КСМ-50×5 2К-6а	НШ-280-5 3К-9а	МТ-12-150 4НДв	МТ-12-150 4НДв	6Н-7×26 4НДв*	6Н-7×26 4НДв*

\* В масляной системе имеется также резервный электронный электронасос типа 4НДв с теми же характеристиками, что и аварийный насос.



ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИН С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ КАЛУЖСКОГО ТУРБИНОГО ЗАВОДА

Типы турбин		Параметры свежего пара		Противодавление		Регулируемый отбор		Нормальные расходы пара при режимах			Монтажные характеристики					
старое обозначение	новое обозначение	давление, атм	температура °С	минимальное давление на входе в регулирующую линию, атм	температура при минимальном давлении, °С	температура при номинальном давлении, °С	номинальный расход, т/ч	без отбора		с отбором	Вес турбины с масляной системой, т	Вес ротора, кг	Вес наиболее тяжелых лото узда турбины, т	Высота крюка крана над лотом машинного зала, м	Высота крюка крана над полом машинного зала, м	Высота фундамента, м
								м/ч	кг/квт·ч							
АПР-6-5 (15)	—	35	435	5 (4—7)	235	300	35,0	62,6	10,4	84,5	14,1	—	—	—	—	4
АПР-6-5 (10)	—	35	435	5 (4—7)	243	298	50,0	63,6	10,6	80,5	13,4	—	—	—	—	4
АПР-6-1 (10)	—	35	435	1,2 (0,7—2,5)	130	299	50,0	41,5	6,9	68,8	11,5	20,5	2,600	7	4,5	29
АПР-6-1 (5)	—	35	435	1,2 (0,7—2,5)	130	237	40,0	41,5	6,9	55,2	9,2	20,5	2,600	7	4,5	29
АР-6-11	—	35	435	11 (8—13)	301	—	—	93,5	15,55	—	—	17,5	1,800	6	4	20
АР-6-10	Р-6-35/10	35	434	10 (8—13)	293	—	—	87,7	14,6	—	—	17,5	1,800	6	4	20
АР-6-6	—	35	435	6 (4—7)	244	—	—	66,6	11,1	—	—	17,5	2,150	5,6	4	19
АР-6-5	Р-6-35/5	35	435	5 (4—7)	226	—	—	60,0	10,0	—	—	17,5	2,150	5,6	4	19
АР-6-3	Р-6-35/3	35	435	3 (2—4)	186	—	—	50,5	8,4	—	—	17,5	2,150	5,6	4	19
АР-4-15	Р-4-35/15	35	435	15 (13—17)	338	—	—	85,4	21,35	—	—	15,4	1,635	6	4	18,2
АР-4-11	—	35	435	11 (8—13)	306	—	—	65,0	16,25	—	—	15,2	1,600	5	4	18
АР-4-6	—	35	435	6 (4—7)	247	—	—	44,8	11,2	—	—	15,0	2,000	5,5	4	20
АР-2,5-15	Р-2,5-35/15	35	435	15 (13—17)	342	—	—	56,3	22,5	—	—	15,4	1,600	6	4	18,2
АР-2,5-11	—	35	435	11 (8—13)	307	—	—	41,9	16,75	—	—	15,2	1,600	5	4	18

Продолжение

Типы турбин		Параметры свежего пара		Противодавление		Регулируемый отбор		Нормальные расходы пара при режимах			Монтажные характеристики					
старое обозначение	новое обозначение	давление, атм	температура °С	минимальное давление на входе в регулирующую линию, атм	температура при номинальном давлении, °С	температура при номинальном давлении, °С	номинальный расход, т/ч	без отбора		с отбором	Вес турбины с масляной системой, т	Вес ротора, кг	Вес наиболее тяжелых лото узда турбины, т	Высота крюка крана над лотом машинного зала, м	Высота фундамента, м	
								м/ч	кг/квт·ч							м/ч
АР-1,5-11	—	35	435	11 (8—13)	313	—	—	26,6	17,75	—	—	15,0	1,635	5	4	17
АР-1,5-5	Р-1,5-35/5	35	435	5 (4—7)	250	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
АР-1,5-3	Р-1,5-35/3	35	435	3 (2—4)	205	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ОР-2,5-6	—	15	350	6 (4—7)	256	—	—	63,0	25,2	—	—	15,4	1,600	6	4	18,2
ОР-2,5-3	—	15	350	3 (2—4)	193	—	—	34,3	13,7	—	—	17,5	1,900	5,3	4	19
ОР-1,5-6	—	15	350	6 (4—7)	260	—	—	35,2	23,4	—	—	14,0	1,600	5,2	4	16,9
АР-6-3Б*	Р-6-35/3Б	6 000	435	3 (2—4)	186	—	—	50,5	8,4	—	—	13,6**	—	—	4,8	Бесподвальные
АР-6-5Б*	Р-6-35/5Б	6 000	435	5 (4—7)	226	—	—	60,0	10,0	—	—	14,5**	—	—	4,8	
АР-6-10Б*	Р-6-35/10Б	6 000	435	10 (8—13)	293	—	—	87,7	14,6	—	—	15,0**	—	—	4,8	
БР-12-31	Р-12-30/31	12 000	90	31 (29—33)	400	—	—	189,0	15,7	—	—	20,7	2,300	2,3	4	21,8

\* Поставляется в собранном виде (блоком); вес блока 50 т.

\*\* Без масляной системы.

Примечание. Комплект входной турбины с оборудованием масляной системы, воздухоподогревателя, турбоагрегата АР-1,5-3 и АР-1,5-5 имеют, кроме того, редуктор числа оборотов, штиль прибора и сигнализации, трубопроводы с арматурой в пределах установки; турбоагрегаты АР-1,5-3 и АР-1,5-5 имеют, кроме того, редуктор числа оборотов.