

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРGETИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

**ТИПОВАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУРБОАГРЕГАТА ПТ-135/165-130/15 ТМЗ**

ТХ 34-70-004-83



СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1984

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель начальника
Главтехуправления
Д.Я.САМАРАКОВ
11.12.83

ТИПОВАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУРБОАГРЕГАТА ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

ТХ 34-70-004-83

Разработано предприятием Уралтехэнерго (инженеры С.М.СОКОЛОВ, Н.Н.КАЖКОВА, С.В.СИМОЛКИНА)

Таблица		ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ С ГАРАНТИЙНЫМИ ДАННЫМИ										Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ		
Номер режима	N_T МВт	$D_{по}$ т/ч	$P_{п}$ МПа (кгс/см ²)	Q_T Гкал/ч	$P_{тв}$ МПа (кгс/см ²)	t_2 °С	$\eta_{ген}$ %	$t_{пв}$ °С	Удельный расход пара			Удельный расход теплоты		
									Гарантируемый, кг/(кВт·ч)	по типовой характеристике, кг/(кВт·ч)	отклонение от гарантий, %	Гарантируемый, ккал/(кВт·ч)	по типовой характеристике, ккал/(кВт·ч)	отклонение от гарантий, %
1	135	320	15,0	110	0,8	30	98,6	232	5,55	5,54	-0,2	-	-	-
2	135	390	15,0	-	-	-	98,6	232	5,56	5,49	-1,3	-	-	-
3	125	230	16,0	140	1,2	42	98,6	231	5,30	5,21	-1,6	-	-	-
4	120	-	-	-	-	-	97,6	220	-	-	-	2276,5	2260	-0,72
4*	120	-	-	-	-	-	97,6	220	-	-	-	2254	2230	-1,06

Примечания: 1. Среднее отклонение удельного расхода пара составляет $\Delta d = 0,9\%$.
 2. Режим 4 - после капитального ремонта при наработке 17-20 тыс.ч; режим 4* - через 4,5 тыс.ч после пуска.

Рис. I

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПРИНЦИПАЛЬНАЯ РАСЧЕТНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ТУРБОАГРЕГАТА

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

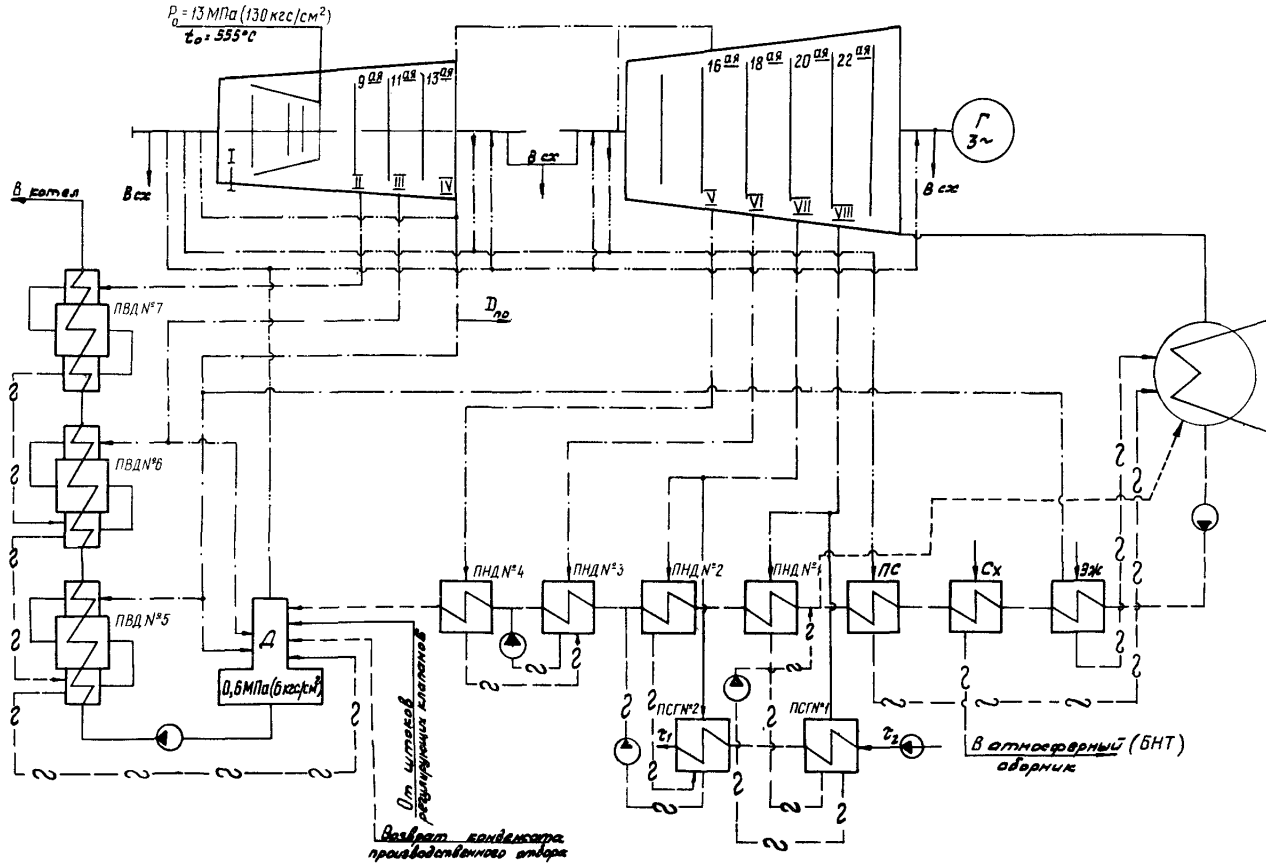
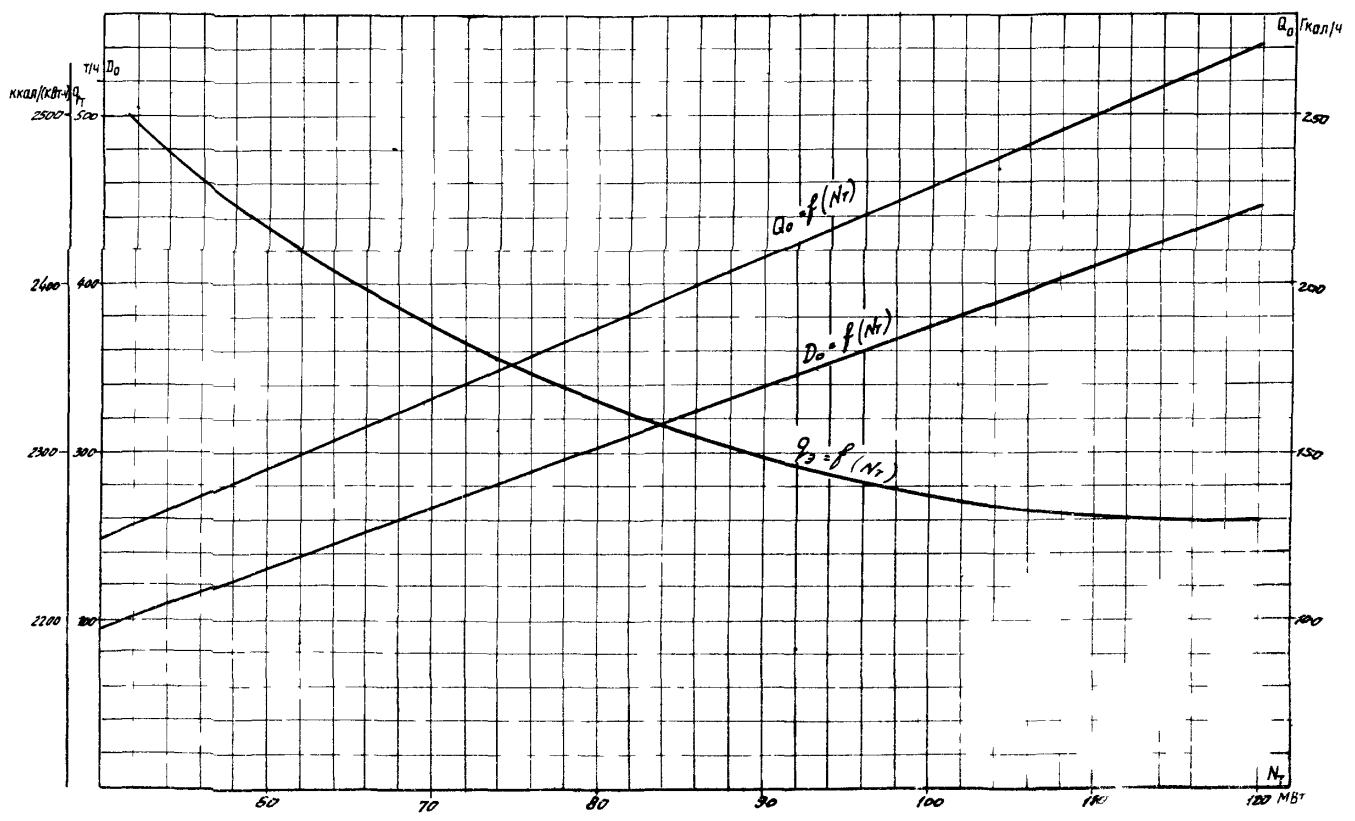


Рис. 2

ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА,
ПОЛНОГО И УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ТЕПЛОТЫ БРУТТО НА ВЫРАБОТКУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

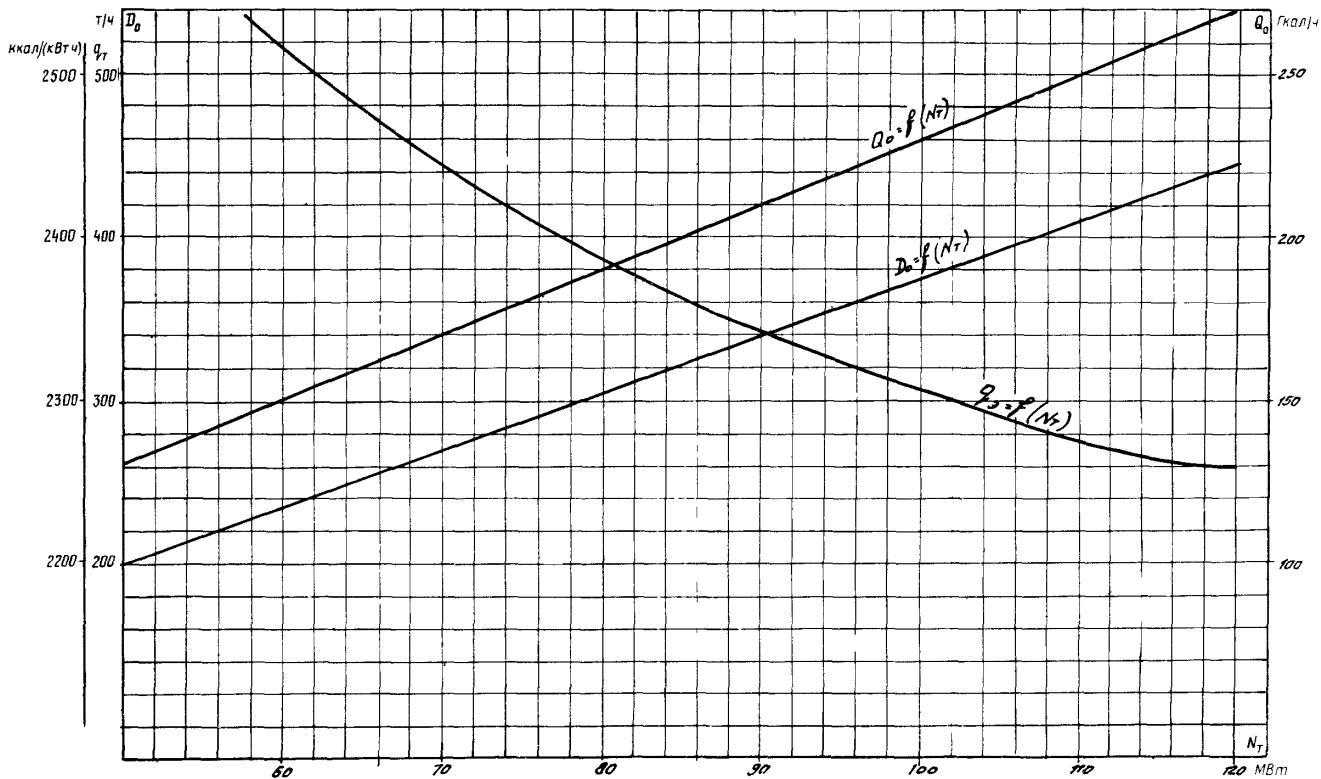


Условия $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$, $t_0 = 555^\circ \text{C}$, $\Delta i_{\text{пэч}} = 5 \text{ ккал/кг}$, $G_{\text{пв}} = D_0$, $t_1^{\text{в}} = 20^\circ \text{C}$, $W_{0\text{хл}} = 12400 \text{ м}^3/\text{ч}$

Рис. 3

ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА,
ПОЛНОГО И УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ТЕПЛОТЫ БРУТТО НА ВЫРАБОТКУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

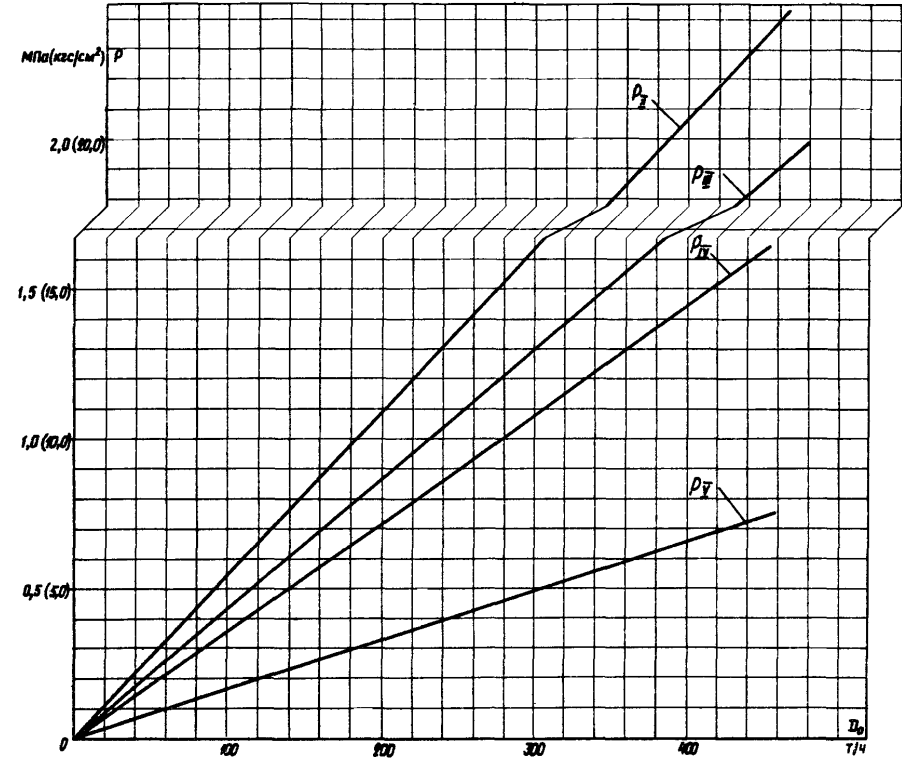


Условия $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$, $t_0 = 555^\circ \text{C}$, $P_2 = 6,4 \text{ кПа} (0,064 \text{ кгс/см}^2)$, $\Delta i_{\text{пзп}} = 5 \text{ ккал/кг}$, $\theta_{\text{пв}} = D_0$

Рис.4

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ДАВЛЕНИЕ ПАРА В КАМЕРАХ II-У ОТБОРОВ В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

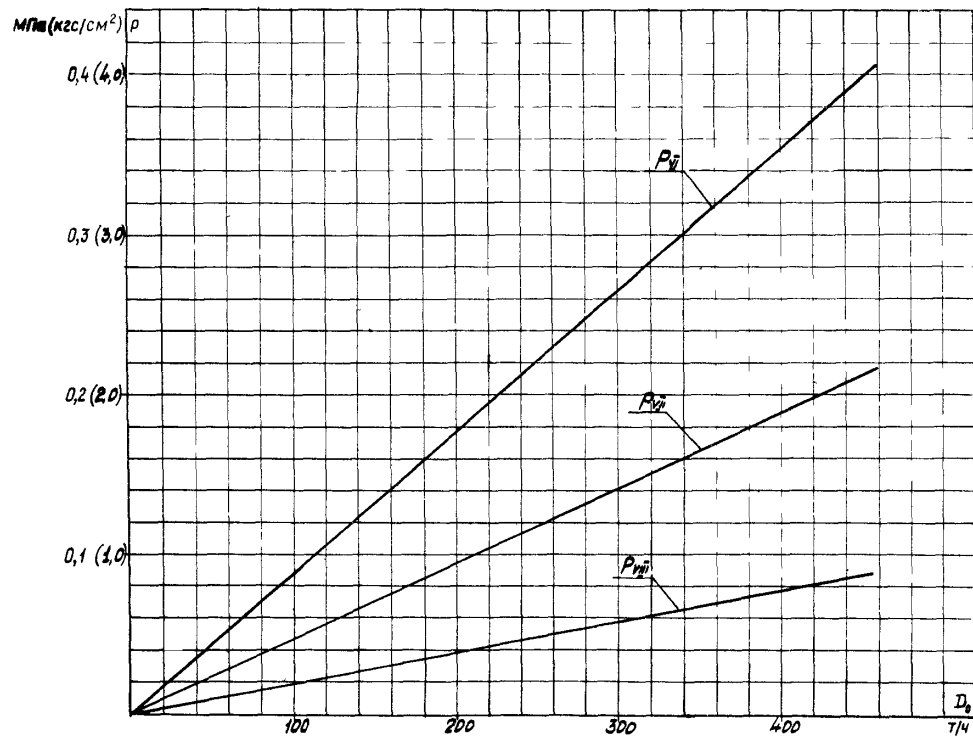


Условия: $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$; $t_0 = 555 \text{ }^\circ\text{C}$; $G_{пв} = D_0$

Рис.5

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ДАВЛЕНИЕ ПАРА В КАМЕРАХ VI - VIII ОТВОРОВ В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



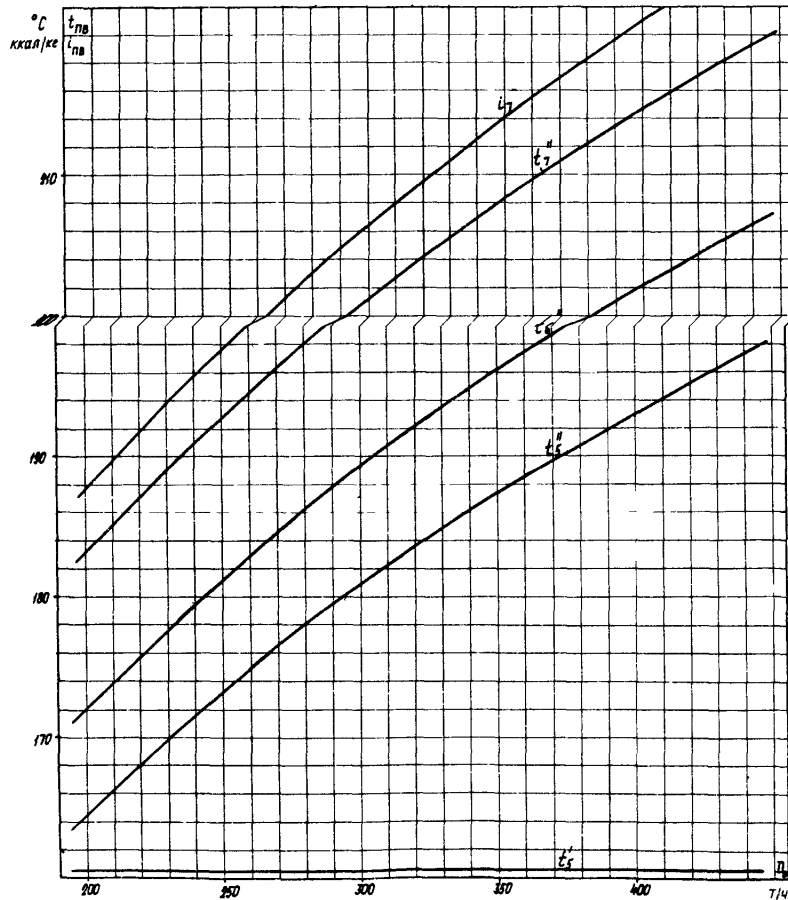
Условия $p_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$, $t_0 = 555^\circ\text{C}$, $g_{пв} = D_0$

Рис. 6

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

ЗАВИСИМОСТЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ



Условие: $G_{пв} = D_0$

Рис.7

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА
В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

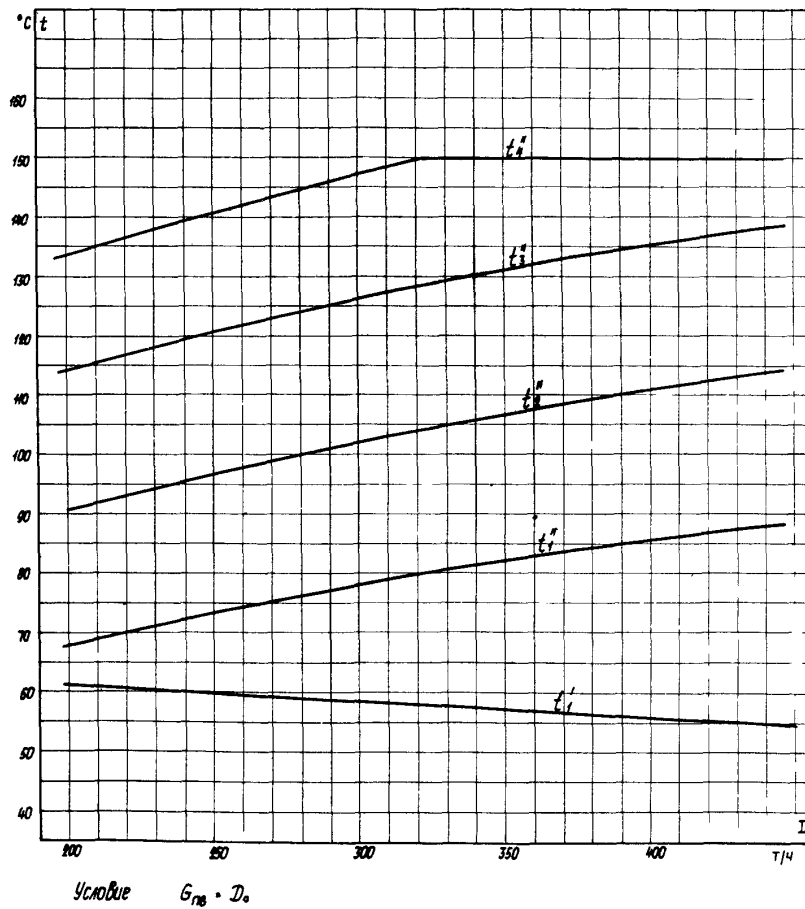
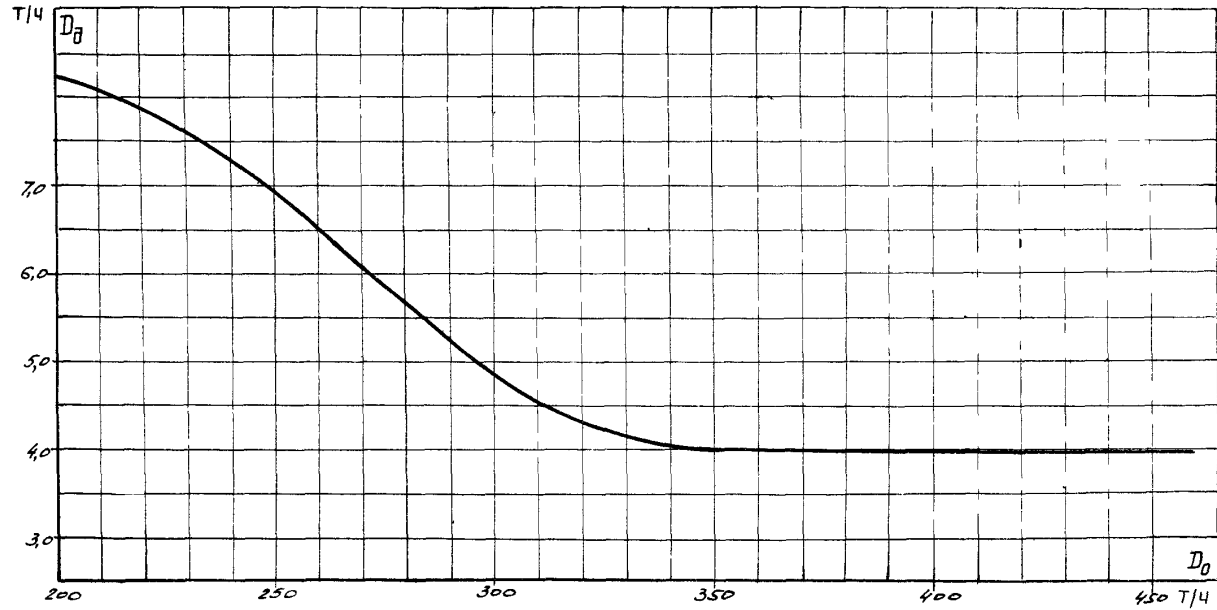


Рис. 8

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ПАРА НА ДЕАЭРАТОР ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА
В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условия: $p_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$; $t_0 = 555^\circ \text{C}$; $G_{ПВ} = D_0$

Рис. 9

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К РАСХОДУ ПАРА И УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ
НА ОТКЛОНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ СВЕЖЕГО ПАРА ОТ НОМИНАЛЬНОЙ
В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

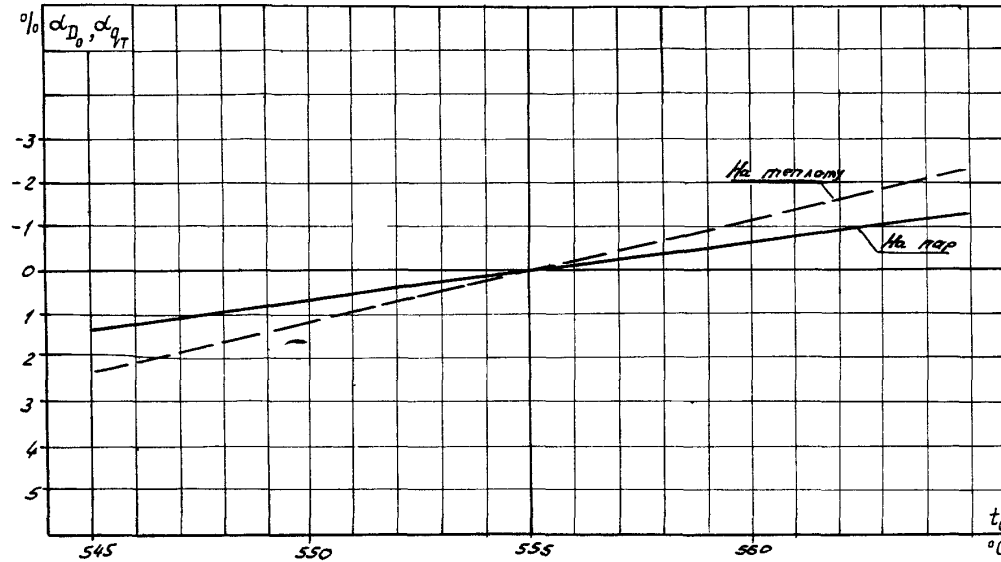


Рис. 10

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К РАСХОДУ ПАРА И УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ
НА ОТКЛОНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ СЫВОГО ПАРА ОТ НОМИНАЛЬНОГО
В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

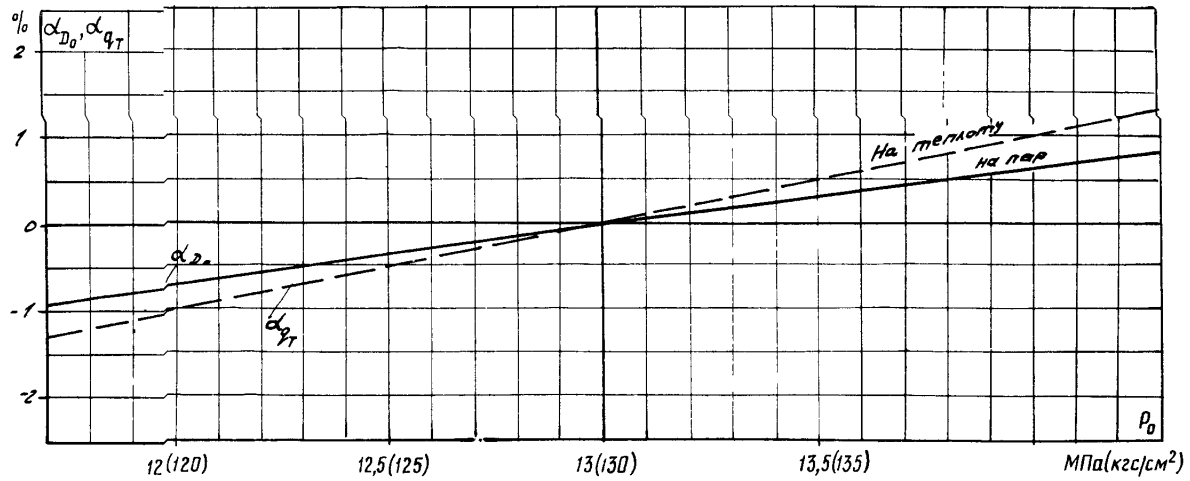


Рис. II

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКА К РАСХОДУ ПАРА И УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ
НА ОТКЛОНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ В ПВД № 7 ОТ НОМИНАЛЬНОЙ
В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

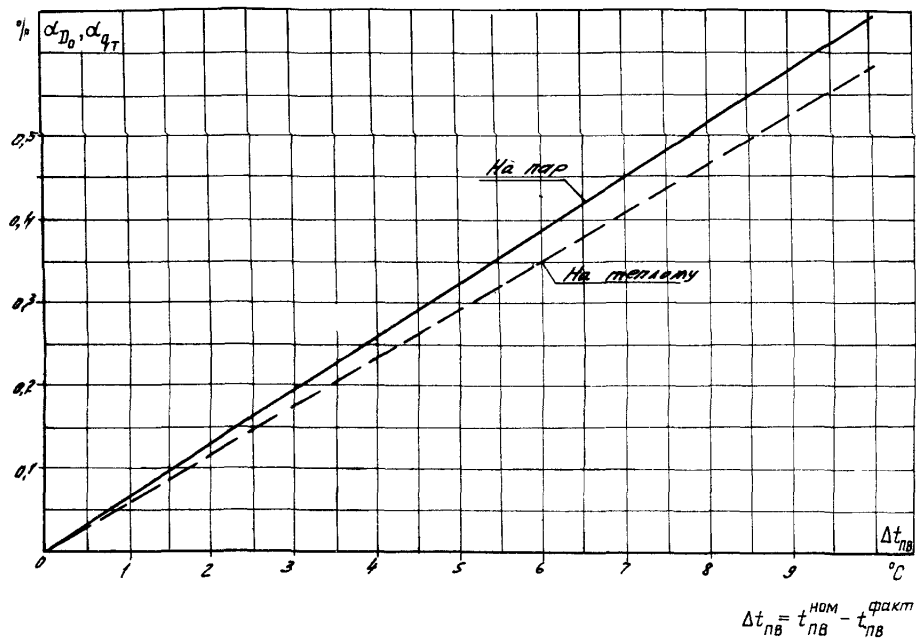


Рис. 12

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К РАСХОДУ ПАРА И УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ
НА ОТКЛЮЧЕНИЕ ГРУППЫ ПВД В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 1МЭ

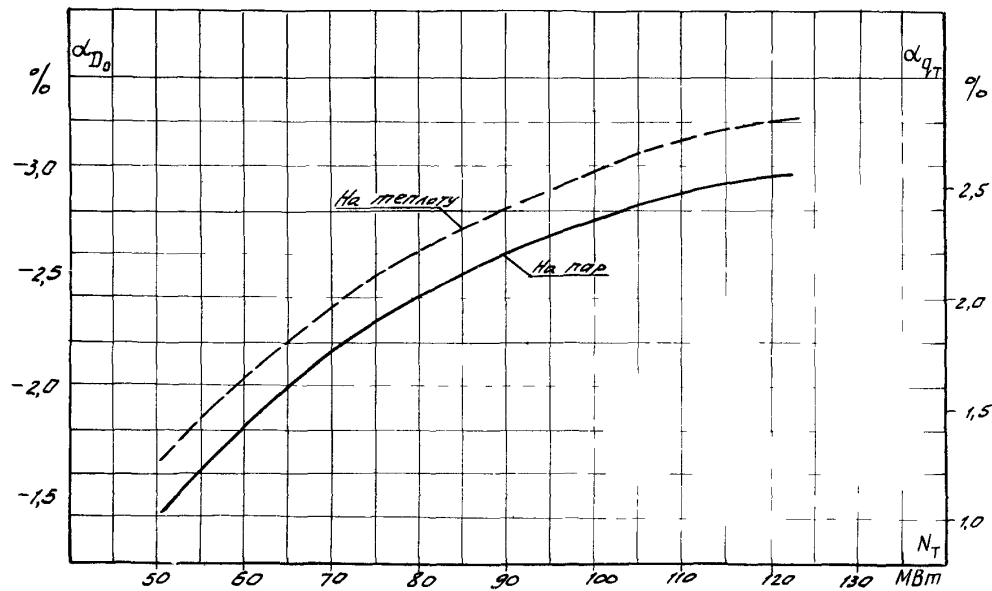
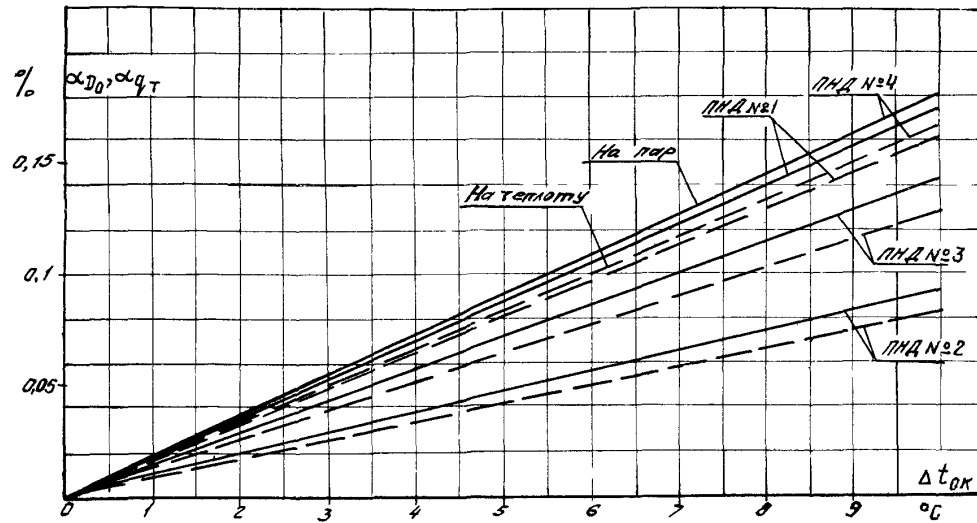


Рис. 13

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К РАСХОДУ ПАРА И УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ
НА ОТКЛОНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА ЗА ПИД
ОТ НОМИНАЛЬНОЙ В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/ 65-130/5 ТМЗ

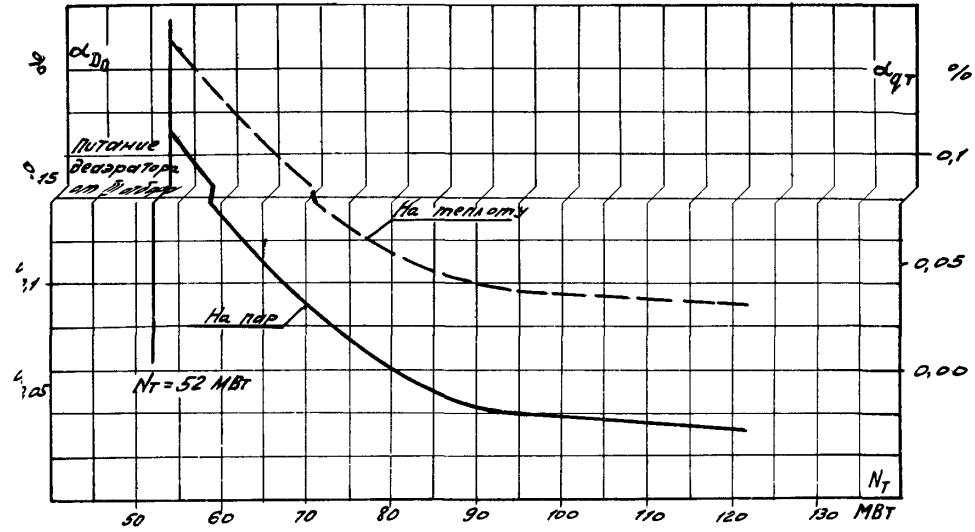


$$\Delta t_{OK} = t_{OK}^{ном} - t_{OK}^{факт}$$

Рис. 14

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К РАСХОДУ ПАРА И УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ
НА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ ПИТАНИЯ ДЕАЭРАТОРА ИЗ IУ В II
ОТБОР В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



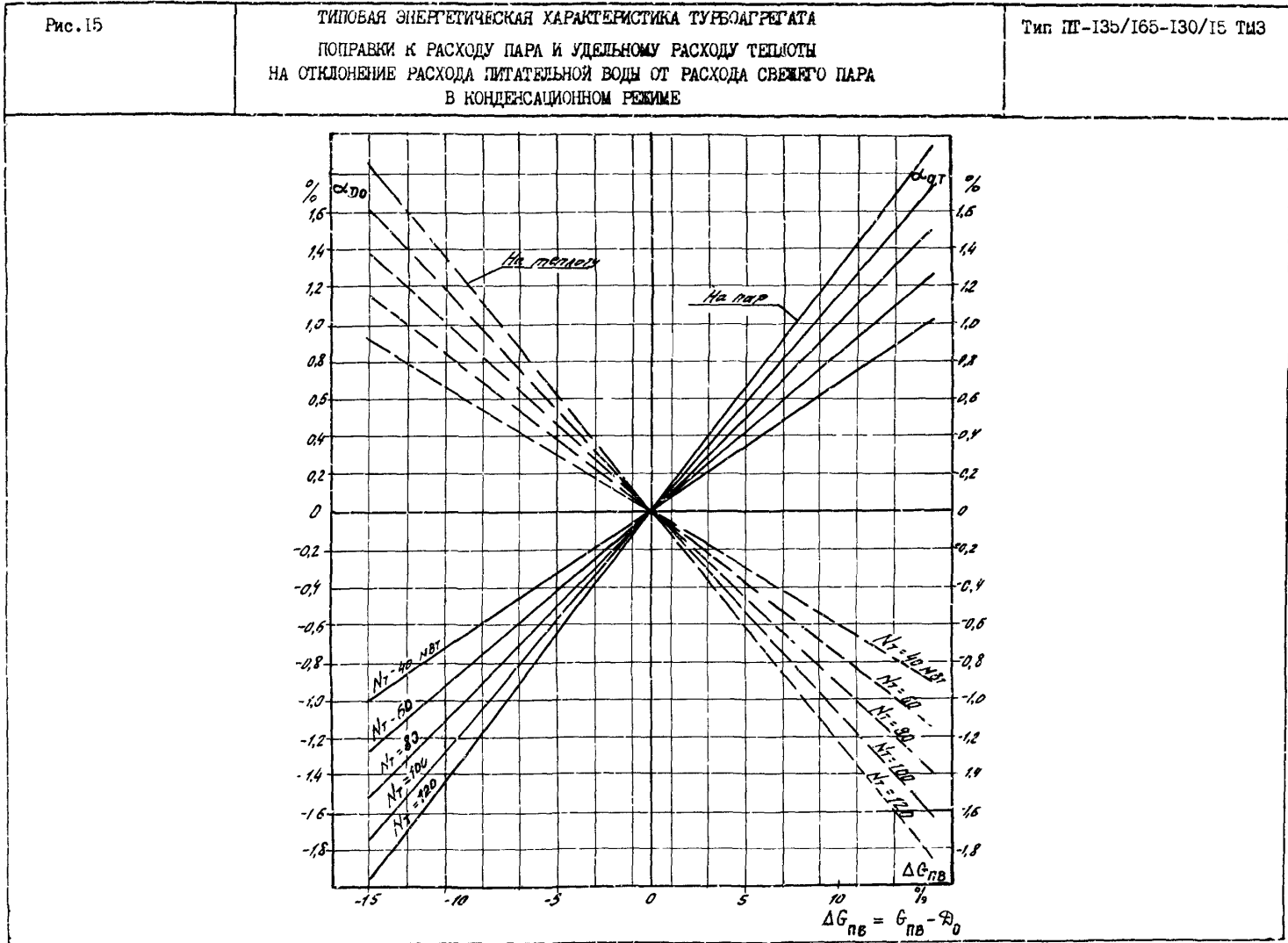


Рис. 16

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К РАСХОДУ ПАРА И УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ
НА ИЗМЕНЕНИЕ НАГРЕВА ВОДЫ В ПИТАТЕЛЬНОМ ЭЛЕКТРОНАСОСЕ
В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип П-135/165-130/15 ТМЗ

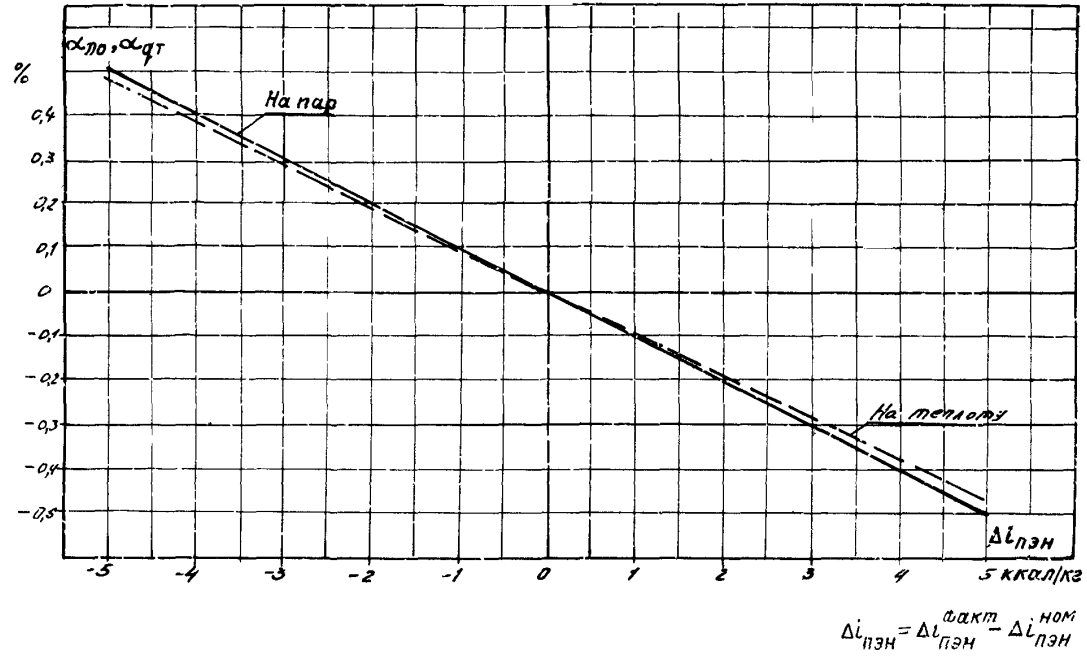


Рис.17

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К РАСХОДУ ПАРА И УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ
НА ОТКЛОНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ОТ РАБОТАВШЕГО ПАРА
В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Тип ПТ-130/100-130/10 МС

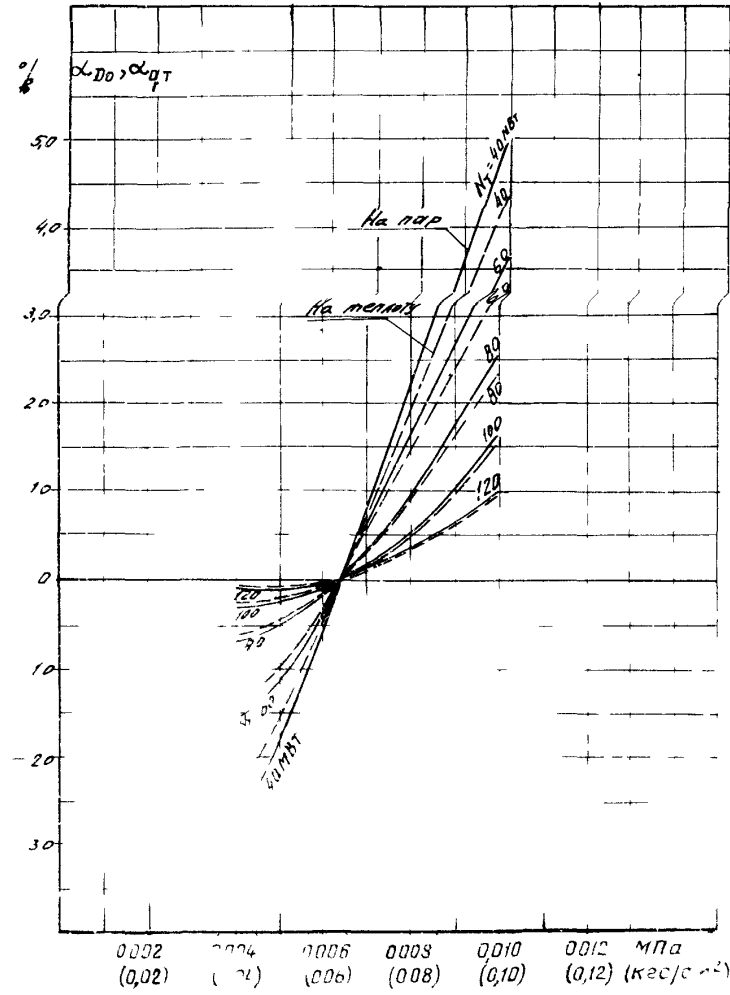


Рис. 18

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ДИАГРАММА ПАРОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЦВД

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

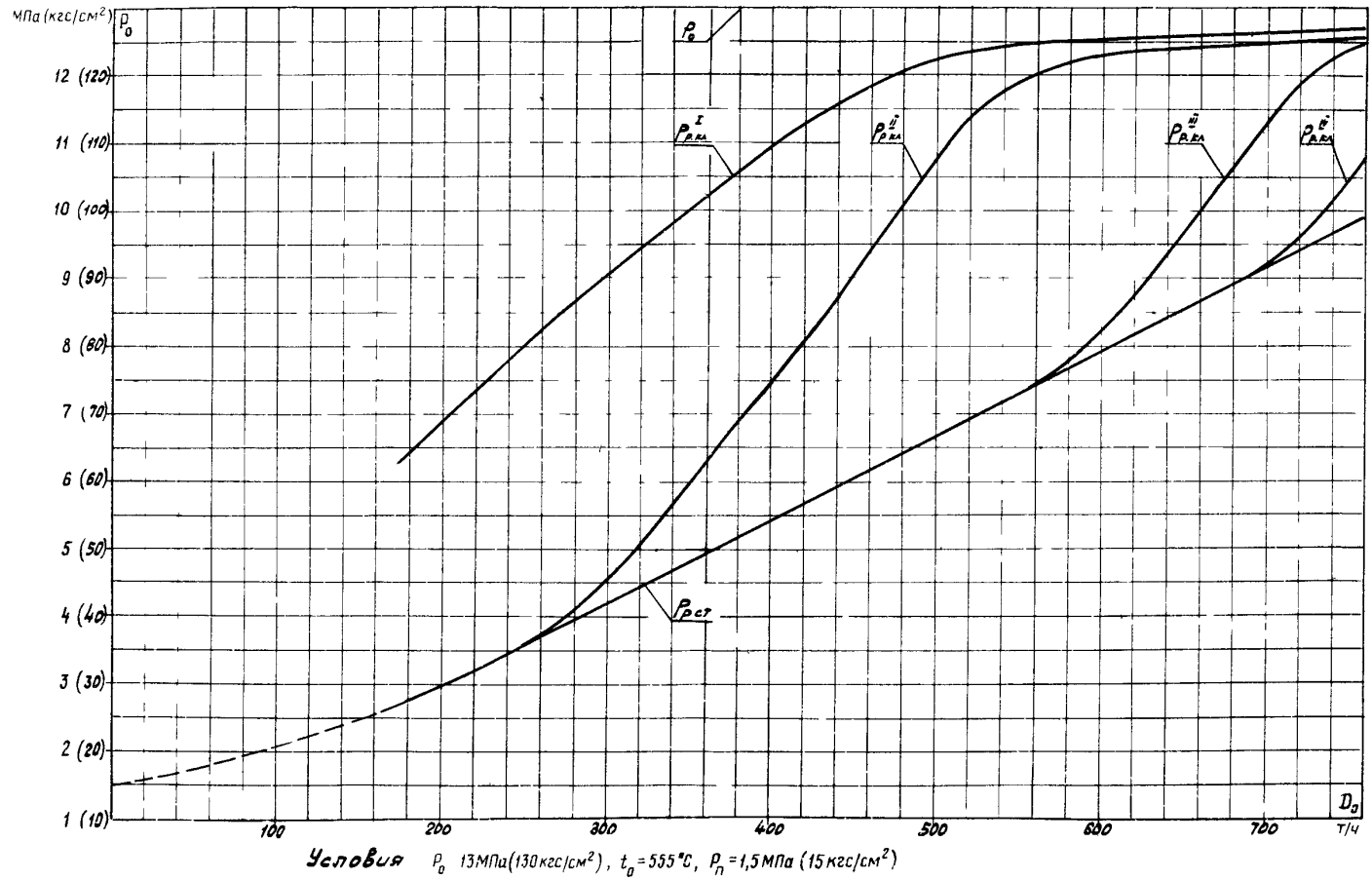
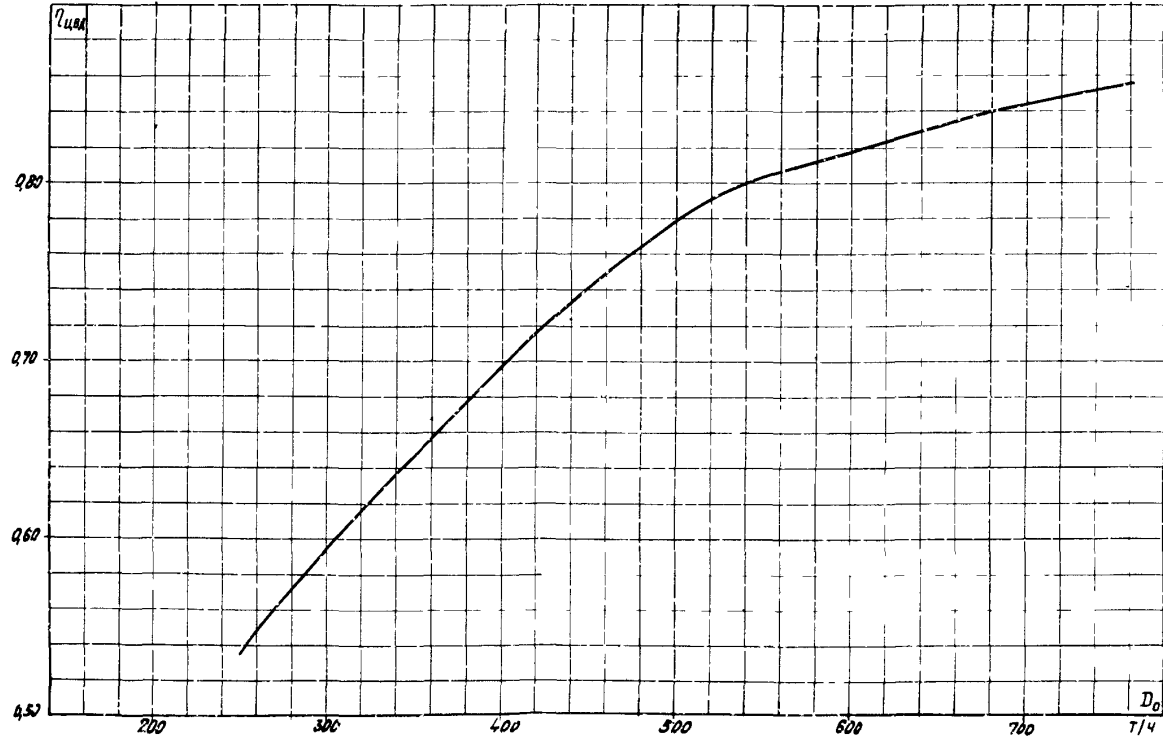


Рис. 19

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ВНУТРЕННИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ КПД ЦВД

Тип ПТ-135/165-130/15 МЭ

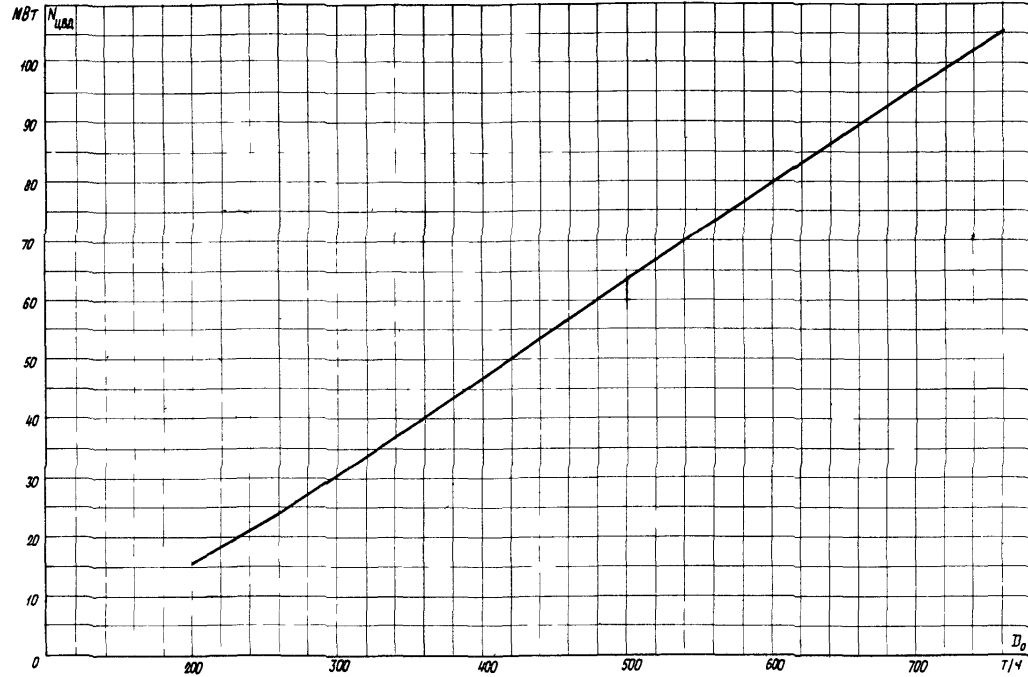


Условия $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$, $t_0 = 555^\circ\text{C}$; $P_{II} = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$

Рис.20

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ХАРАКТЕРИСТИКА ЦВД

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

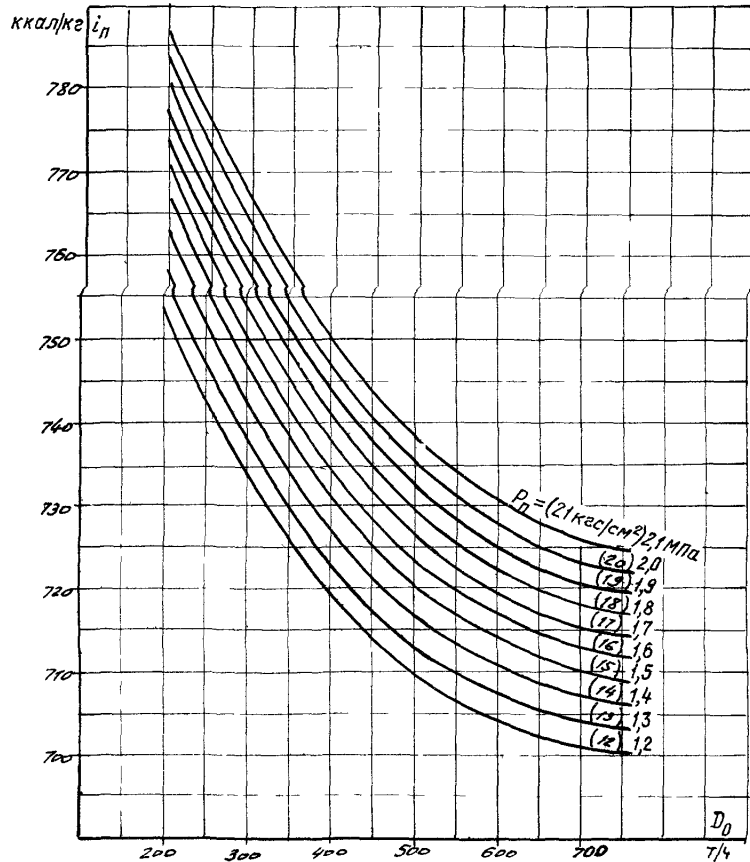


Условия $p_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$, $t_0 = 555 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $G_{\text{нв}} = D_0$

Рис. 21

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ ЭНТАЛПИИ ПАРА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТВОРА
ПРИ $P_n = \text{var}$ ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

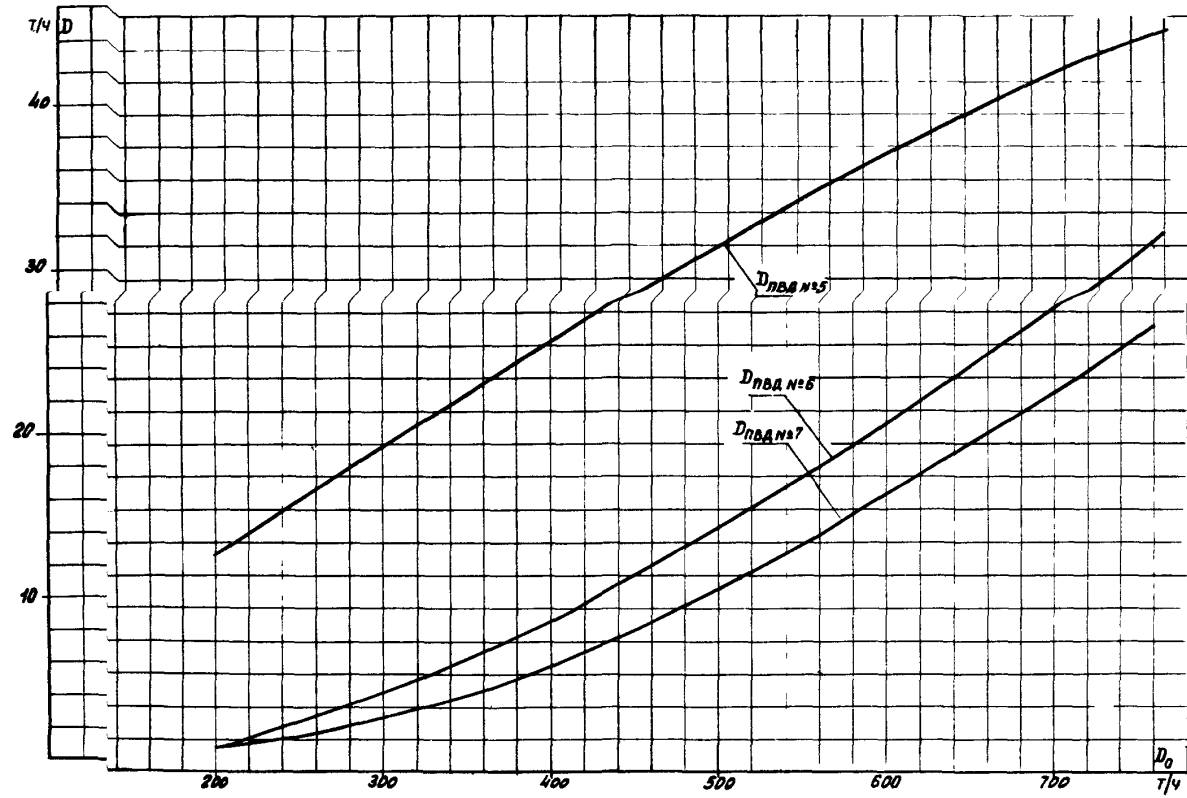


Условия $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кг/см}^2)$; $t_0 = 555 \text{ }^\circ\text{C}$; $G_{\text{пв}} = D_0$

Рис. 22

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
РАСХОДЫ ПАРА НА ПВД

Тип ПТ-135/160-30/10 ТМЗ

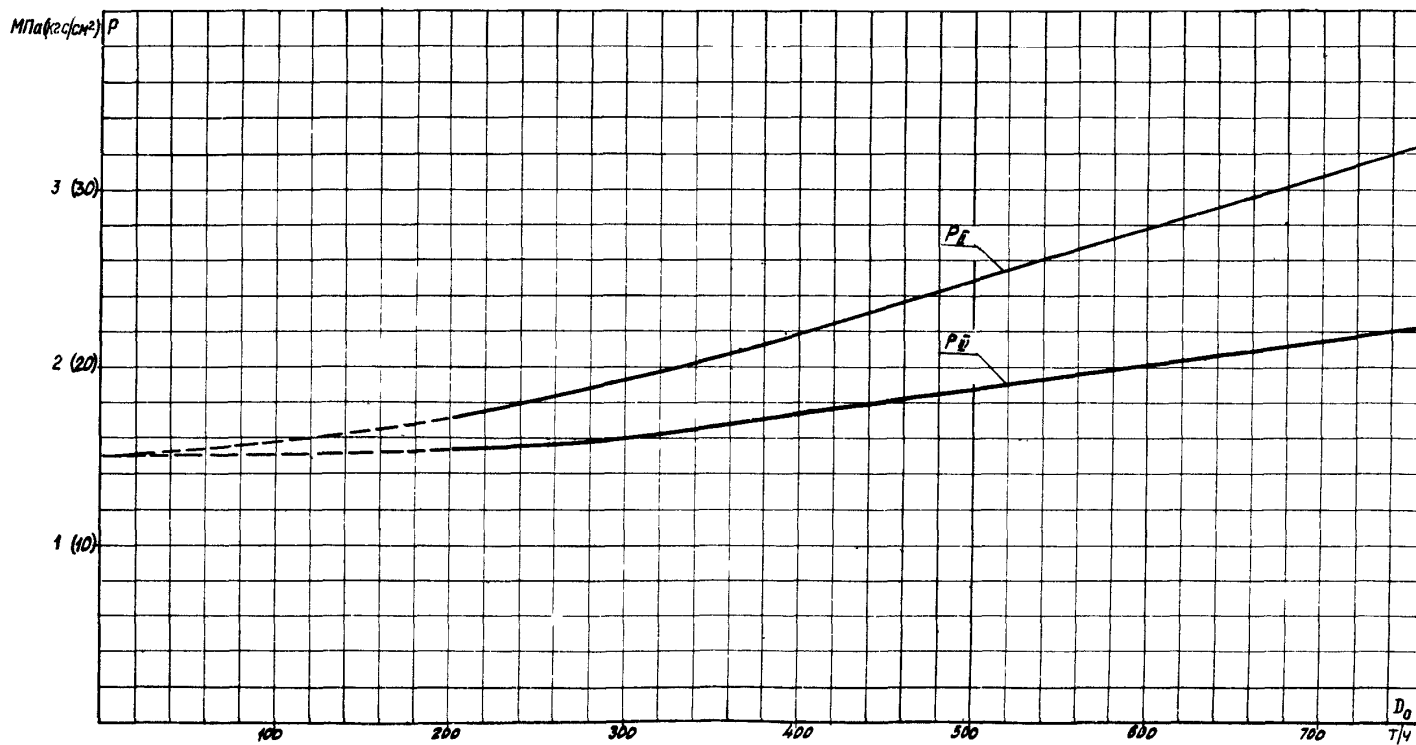


Условия: $p_0 = 13 \text{ МПа}$ (130 кгс/см^2); $t_0 = 555^\circ\text{C}$; $G_{\text{ПВД}} = D_0$; $p_n = 1,5 \text{ МПа}$ (15 кгс/см^2)

Рис. 23

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ДАВЛЕНИЯ ПАРА В КАМЕРАХ НЕРЕГУЛИРУЕМЫХ ОТБОРОВ ЦВД

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условия : $P_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$; $t_0 = 555 \text{ }^\circ\text{C}$; $P_{II} = 1,5 \text{ МПа (15 кгс/см}^2\text{)}$; $G_{ПВ} = D_0$

Рис. 24

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ПАРА НА ДЕАЭРАТОР ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА И ПАРА В ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОТБОР
(ВОЗВРАТ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА В ДЕАЭРАТОР)

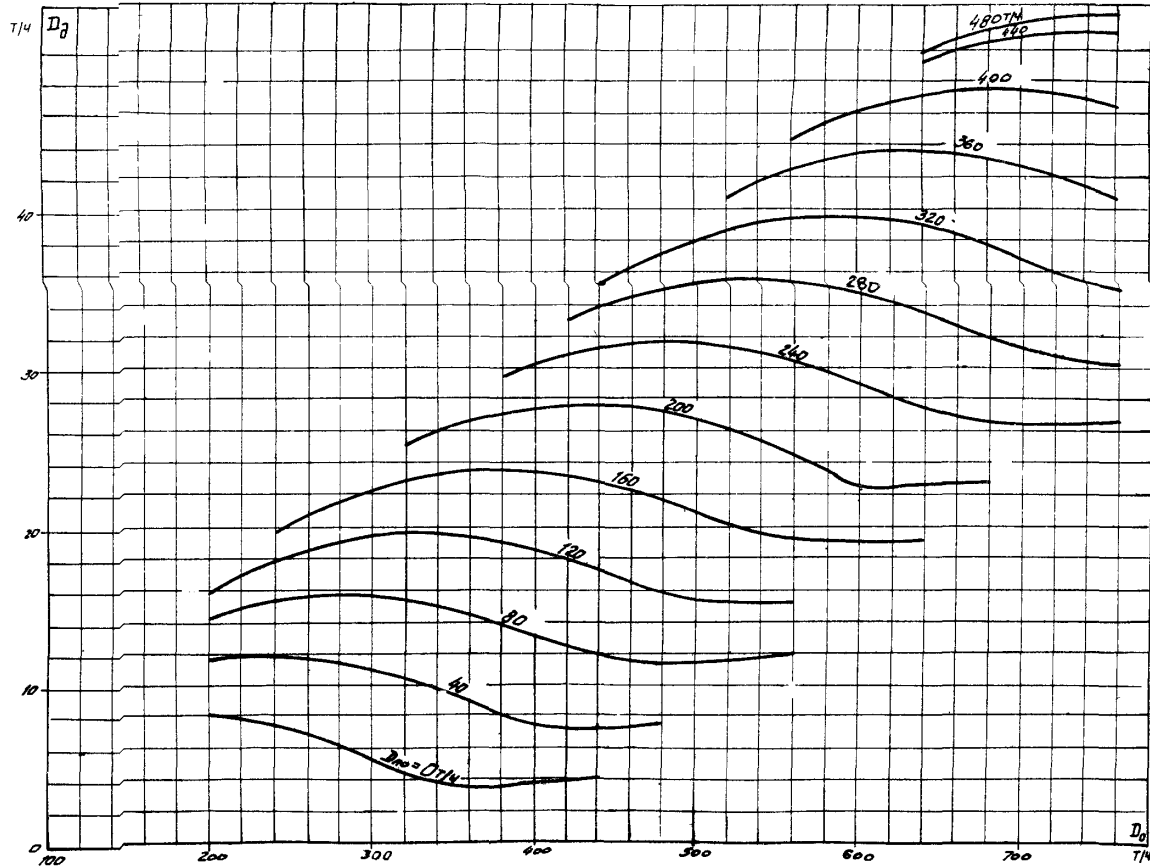
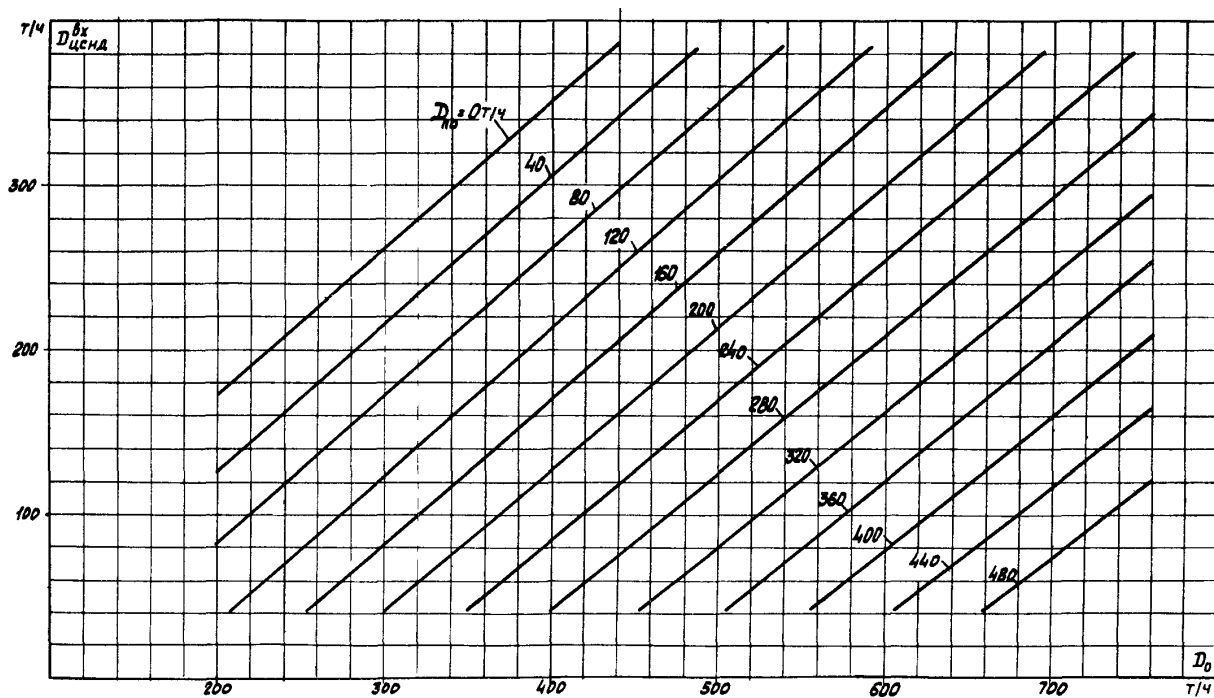


Рис. 25

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА
И ПАРА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условия: $p_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$, $t_0 = 555^\circ \text{C}$, $p_{\text{н}} = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$

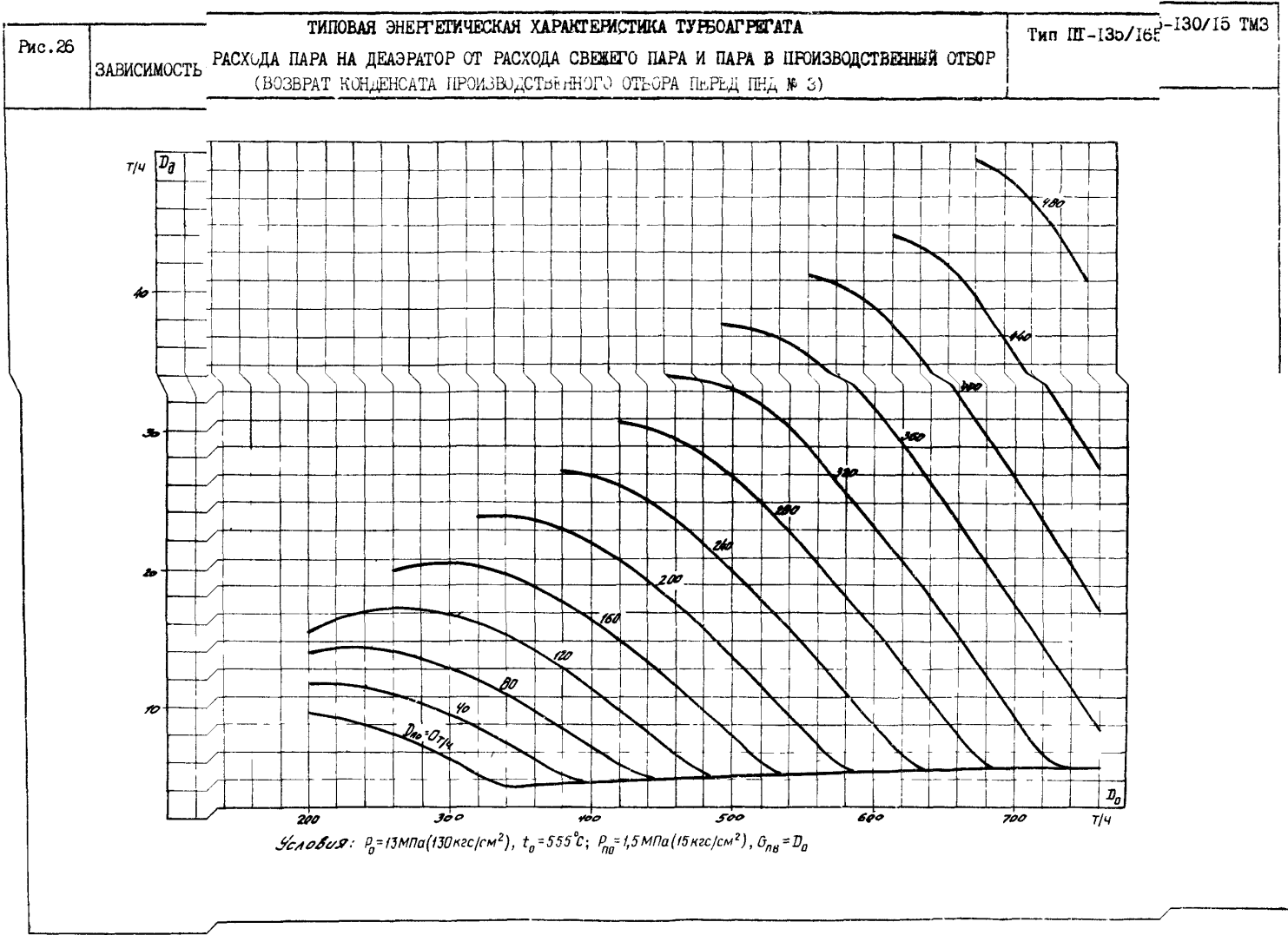


Рис.27 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ПАРА
ОТ УПЛОТНЕНИЙ ЦВД
ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА
Тип
ПТ-135/165-130/15
ТМЗ

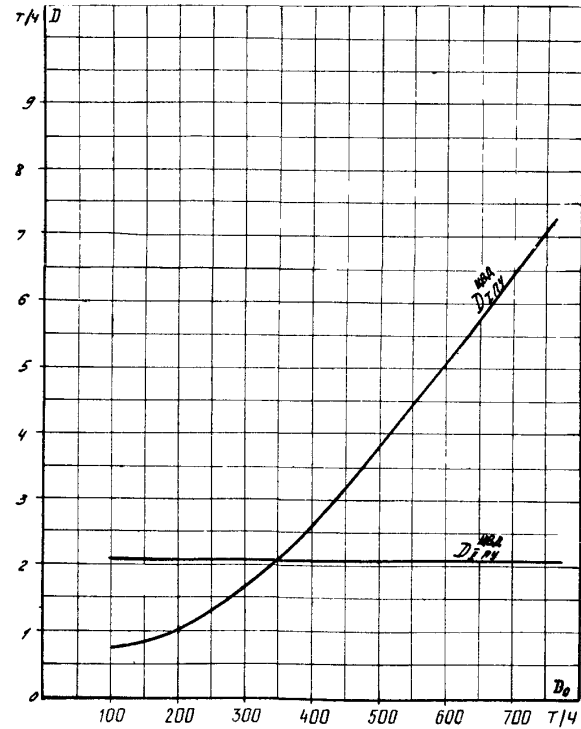


Рис.28 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К МОЩНОСТИ ЦВД
НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В КАМЕРЕ
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА
Тип
ПТ-135/165-130/15
ТМЗ

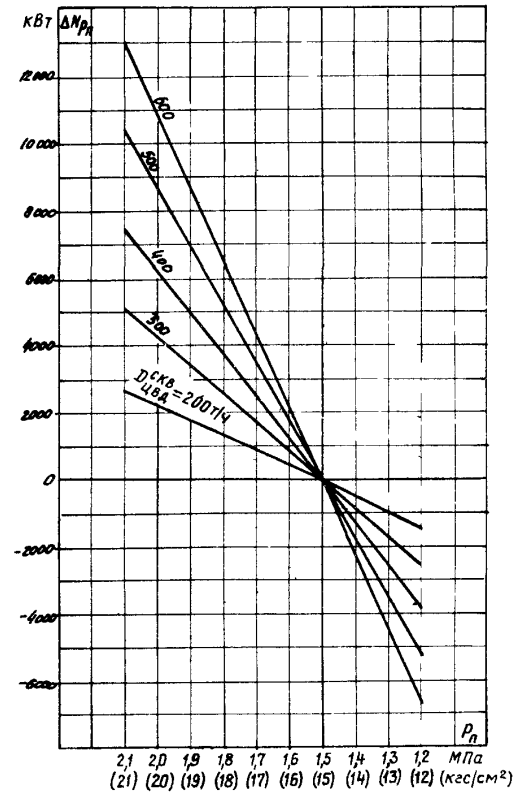
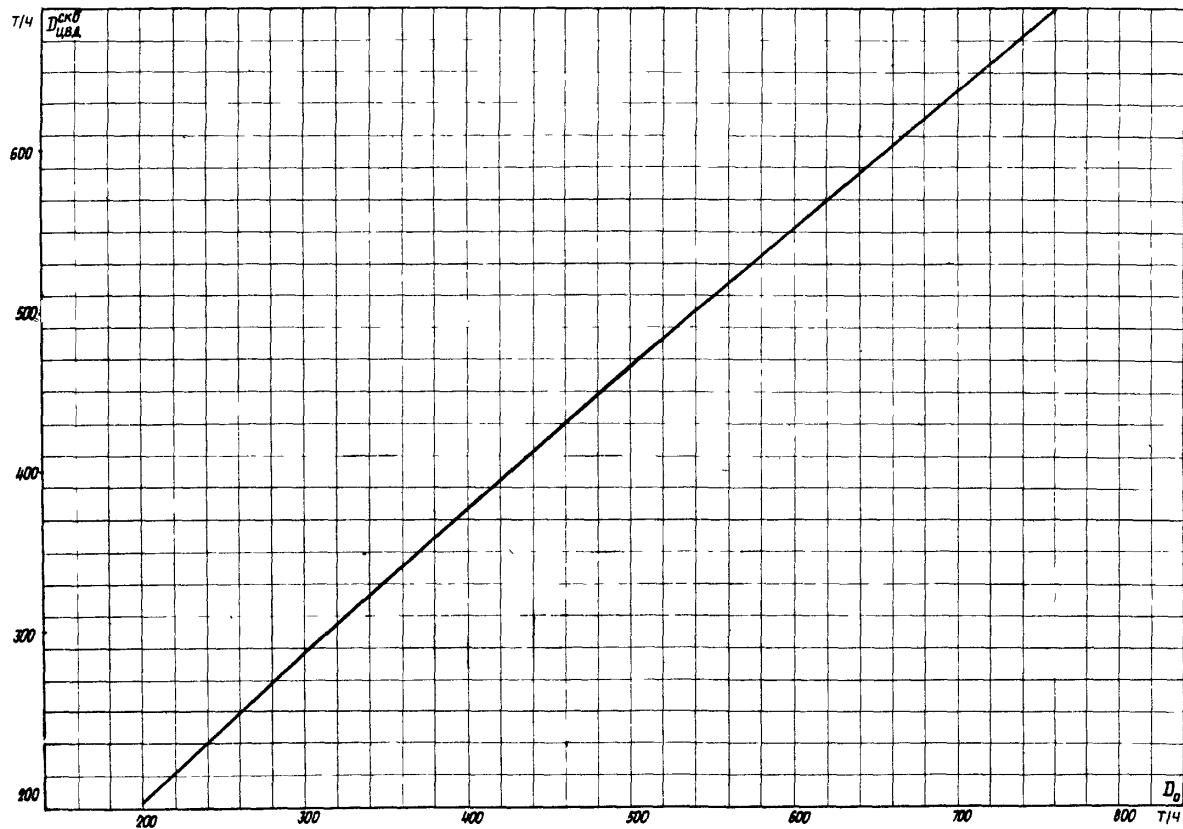


Рис. 29

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА СВОЗНОГО ПОТОКА ЦВД ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условия: $p_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$; $t_0 = 555^\circ \text{C}$; $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $p_d = 0,6 \text{ МПа} (6 \text{ кгс/см}^2)$; $G_{пв} = D_0$

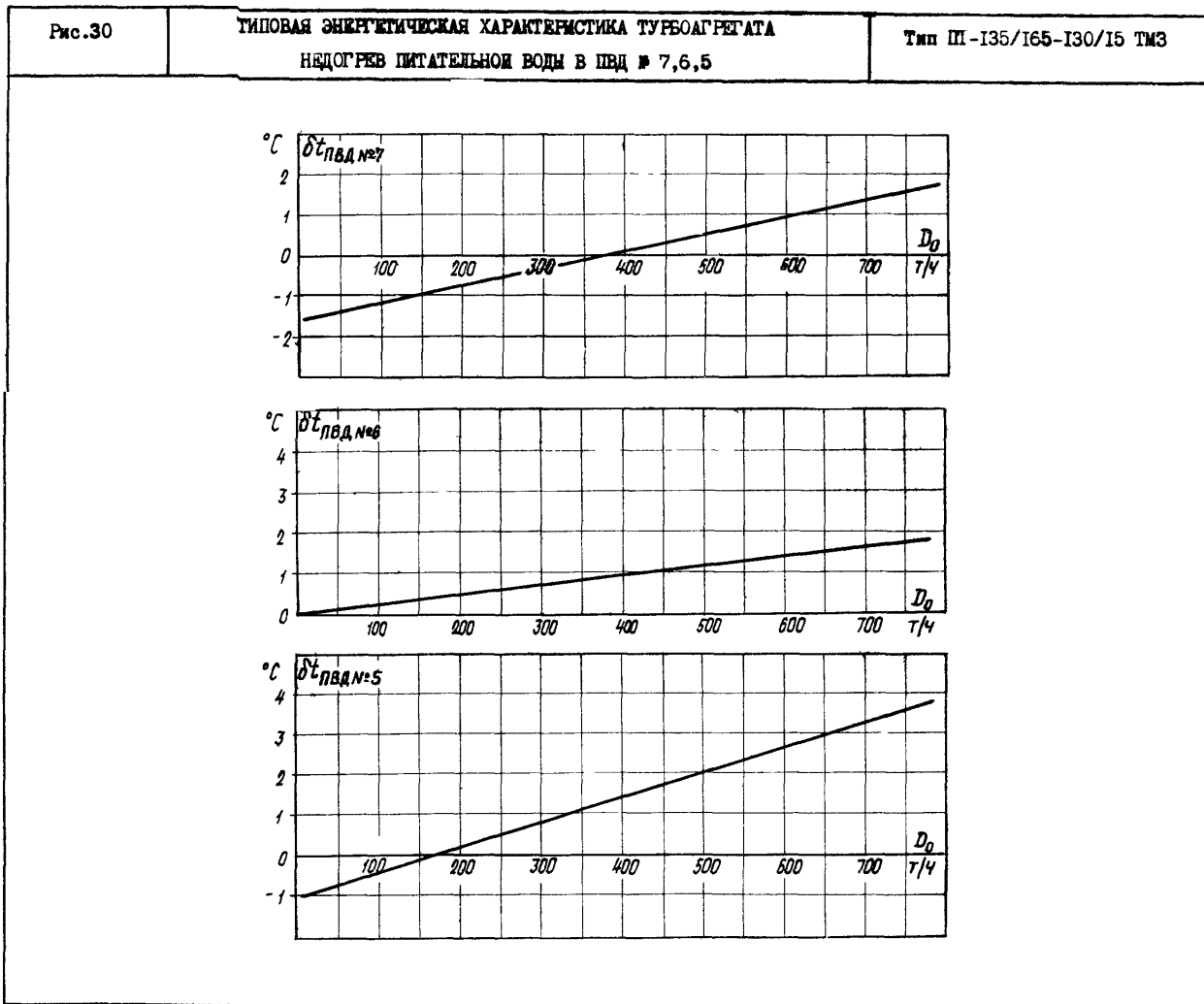
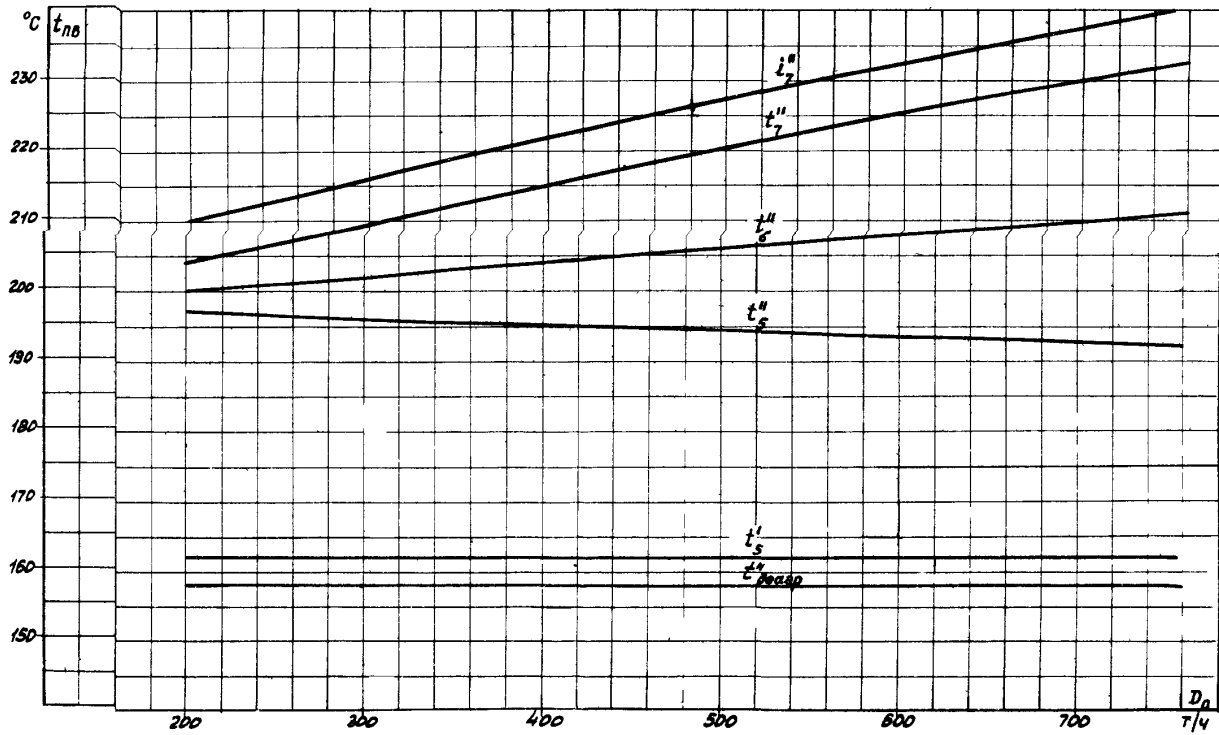


Рис. 31

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ТЕМПЕРАТУРА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ЗА ПВД

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условия: $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$; $t_0 = 555^\circ \text{C}$; $P_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $P_d = 0,6 \text{ МПа} (6 \text{ кгс/см}^2)$; $G_{пв} = D_0$

Рис. 32	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА	Тип
	ДИАГРАММА ПАРОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЦСНД	ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

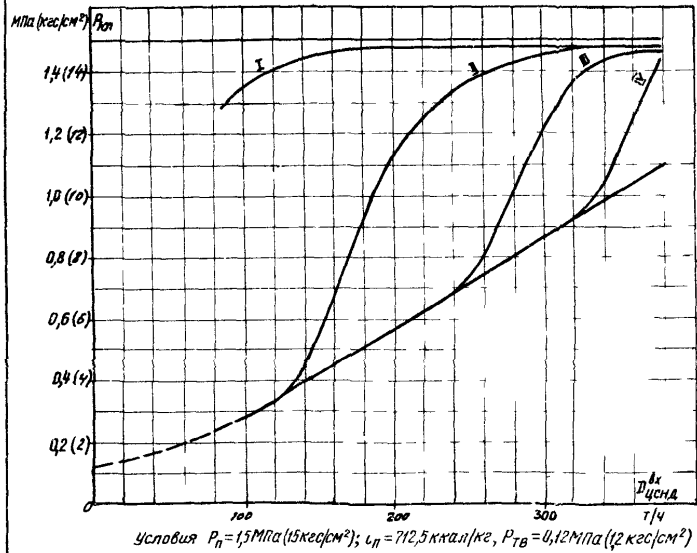


Рис. 33	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА	Тип
	ХАРАКТЕРИСТИКА ЦСНД (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)	ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

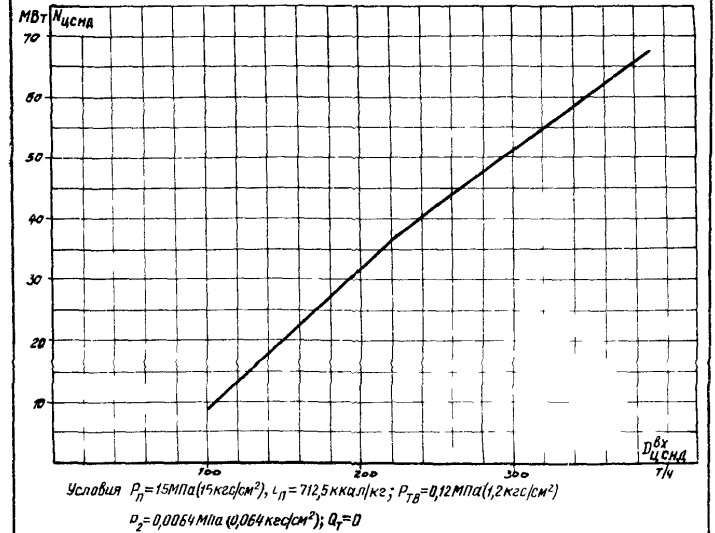
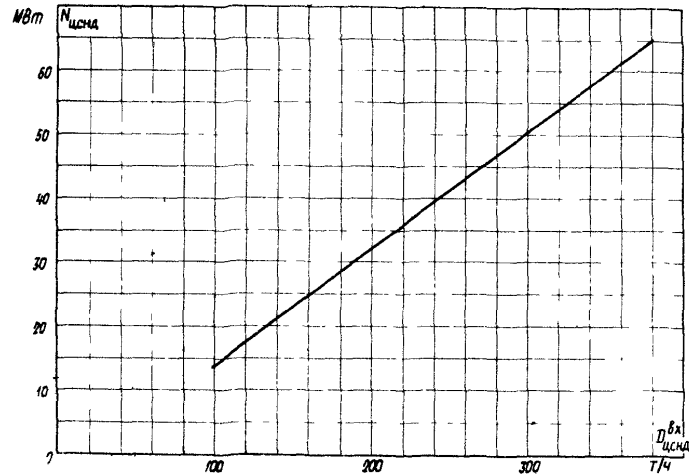
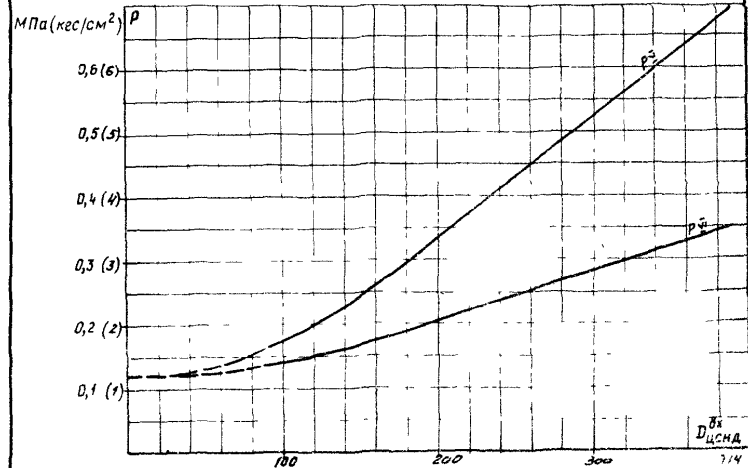


Рис. 34 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ХАРАКТЕРИСТИКА ЦСНД (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ) Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



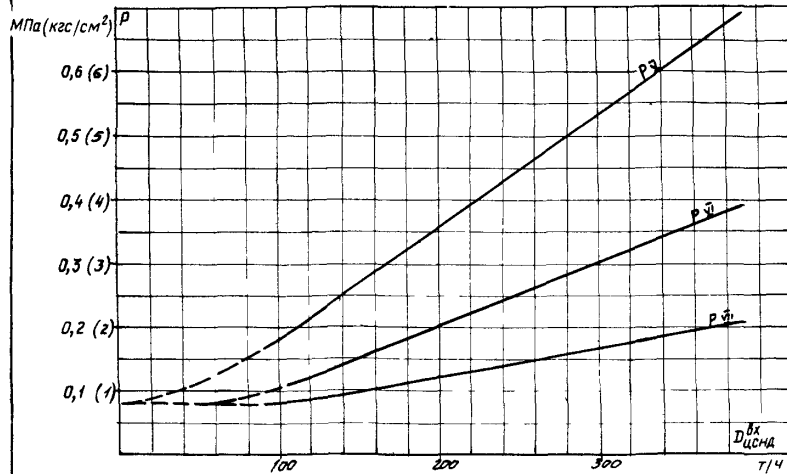
Условия $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $i_n = 712,5 \text{ ккал/кг}$; $p_{тн} = 0,08 \text{ МПа} (0,8 \text{ кгс/см}^2)$,
 $p_2 = 0,0064 \text{ МПа} (0,064 \text{ кгс/см}^2)$; $q_r = 0$

Рис. 35 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ ДАВЛЕНИЯ ПАРА В КАМЕРАХ НЕРЕГУЛИРУЕМЫХ ОТВОРОВ ЦСНД ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ, ВОСВРАТ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА В ДЕАЭРАТОР) Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



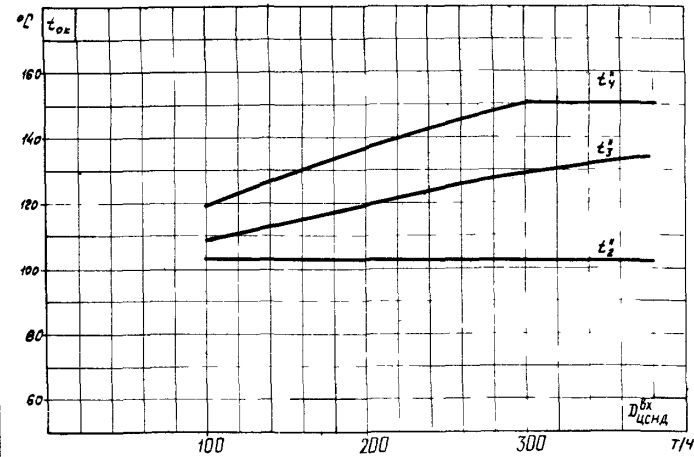
Условия $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $i_n = 712,5 \text{ ккал/кг}$; $p_{тн} = 0,12 \text{ МПа} (1,2 \text{ кгс/см}^2)$

Рис. 36	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА ЗАВИСИМОСТЬ ДАВЛЕНИЯ ПАРА В КАМЕРАХ НЕРЕГУЛИРУЕМЫХ ОТБОРОВ ЦСНД ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)	Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ
---------	--	---------------------------------



Условия $P_n = 1,5 \text{ МПа (15 кгс/см}^2\text{)}$, $i_n = 712,5 \text{ ккал/кг}$, $P_{тн} = 0,08 \text{ МПа (0,8 кгс/см}^2\text{)}$

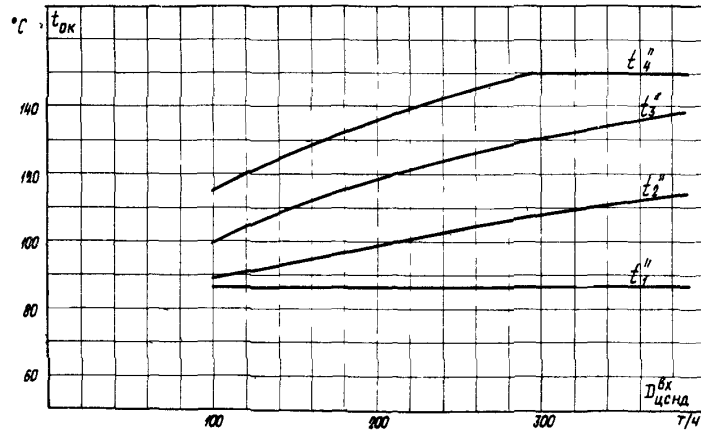
Рис. 37	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА ЗАВИСИМОСТЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)	Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ
---------	---	---------------------------------



Условия: $P_{тв} = 0,12 \text{ МПа (1,2 кгс/см}^2\text{)}$; $P_n = 1,5 \text{ МПа (15 кгс/см}^2\text{)}$,

Рис. 38 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

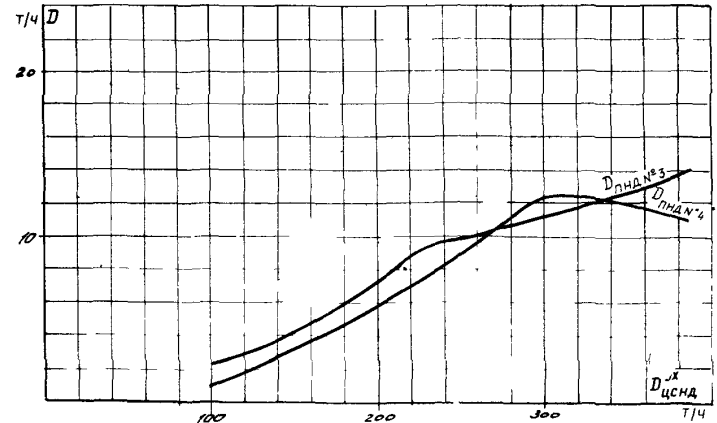
Тип
 ПТ-135/165-130/15
 ТМЗ



Условия $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $p_{тн} = 0,08 \text{ МПа} (0,8 \text{ кгс/см}^2)$

Рис. 39 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДОВ ПАРА НА ПИД № 3,4 ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ, ВОЗВРАТ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА В ДЕАЭРАТОР)

Тип
 ПТ-135/165-30/15
 ТМЗ



Условия $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $p_{тв} = 0,12 \text{ МПа} (1,2 \text{ кгс/см}^2)$

Рис. 40	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА	Тип ИТ-135/165-130/15 ТМЗ
	РАСХОДЫ ПАРА НА ПНД № 2,3,4 (ОДНОСТУПЕНЧАТЫ РЕЖИМ, ВОЗВРАТ КОНДЕНСАТА ПО В ДЕАЭРАТОР)	

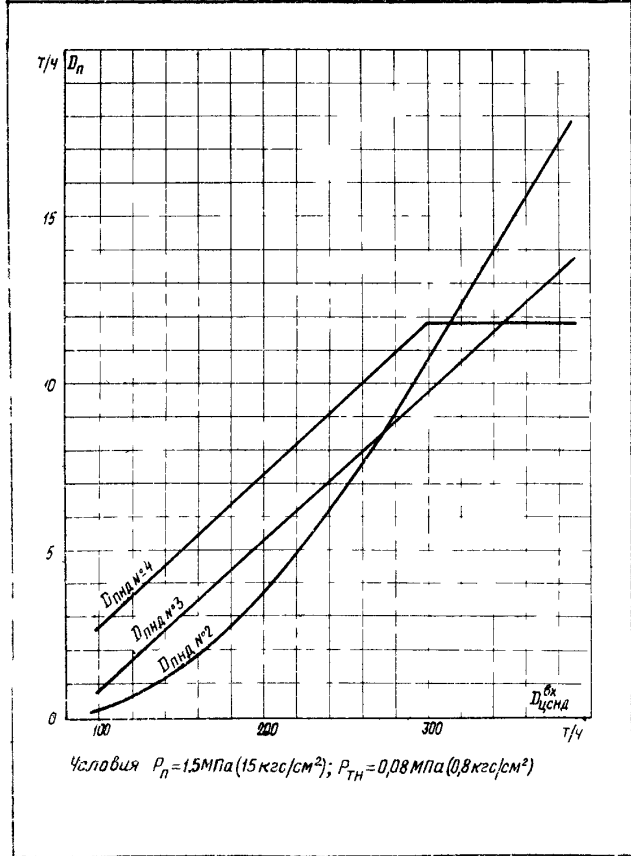


Рис. 41	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА	Тип ИТ-135/165-130/15 ТМЗ
	СУММАРНЫЙ РАСХОД ПАРА НА ПНД № 1 И 2 (ДВУХСТУПЕНЧАТЫ РЕЖИМ)	

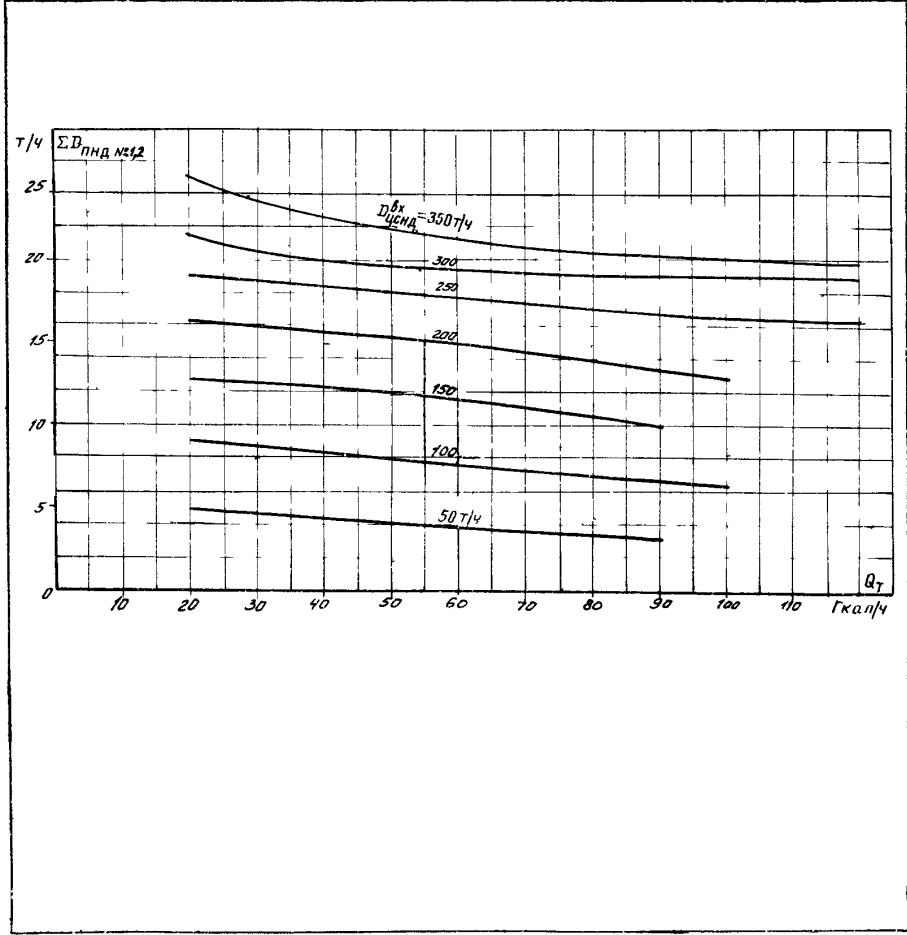


Рис. 42

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ ЭНТАЛЬПИИ ПАРА В ВЕРХНЕМ ТЕПЛОФИКАЦИОННОМ ОТБОРЕ ОТ РАСХОДА ПАРА
НА ВХОДЕ В ЦСНД ПРИ РАЗЛИЧНОМ ДАВЛЕНИИ В ЭТОМ ОТБОРЕ

Тип П-135/165-130/15 ТМЗ

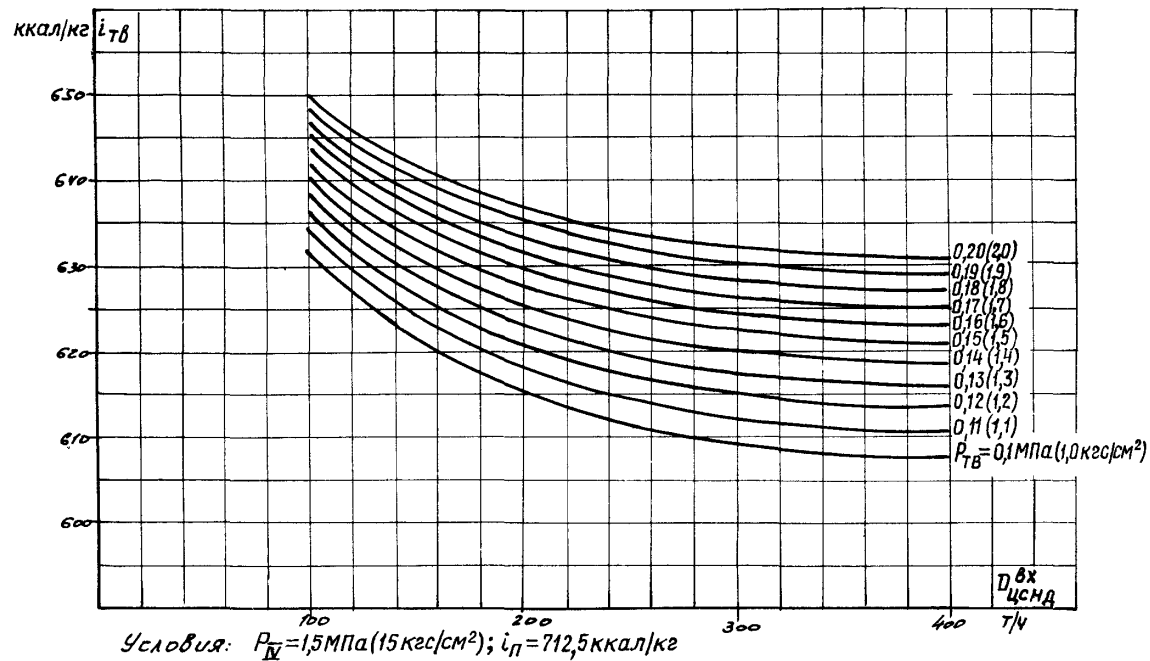


Рис. 43

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
РАСХОД ПАРА НА ПВД № I (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ТТ-130/160-130/15 ТМЗ

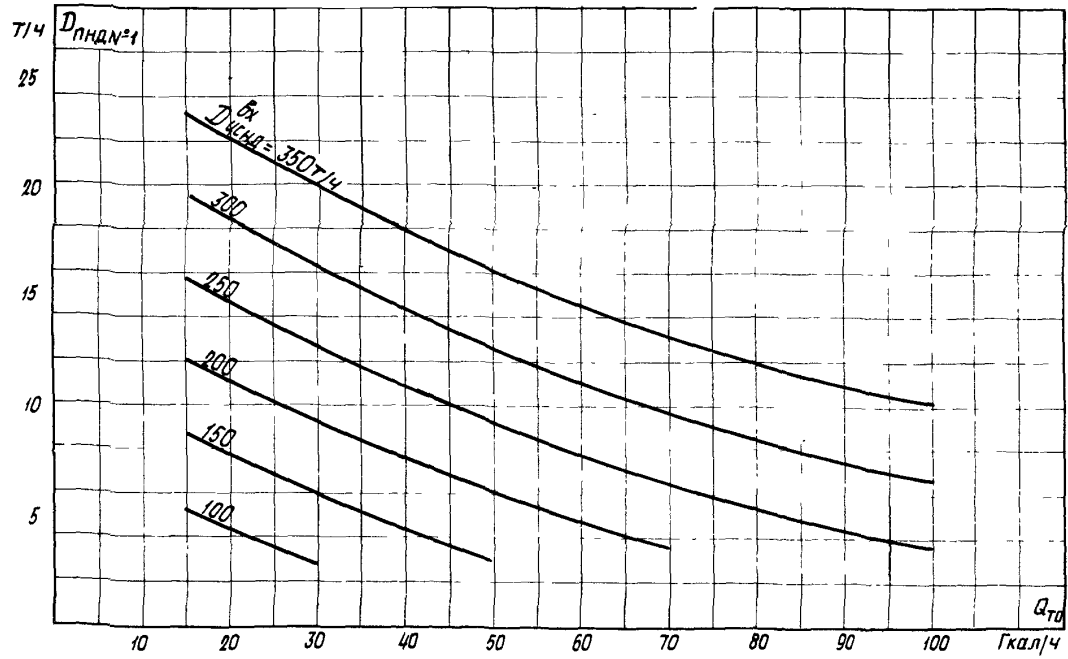


Рис. 44 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУРБОАГРЕГАТА
НЕДОГРЕВ ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА
В ПЦД № 4,3,2,1

Тип
ПТ-135/165-130/15
ТМЗ

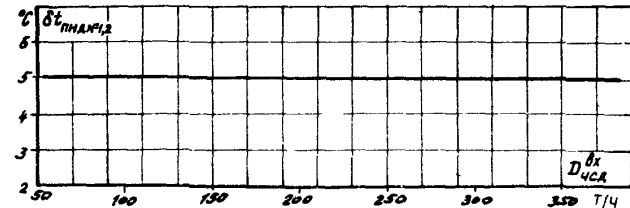
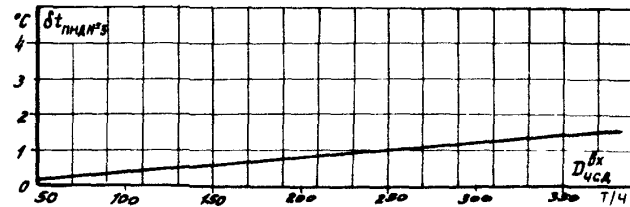
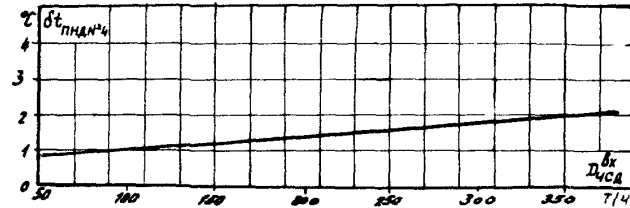


Рис. 45 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУРБОАГРЕГАТА
НЕДОГРЕВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ В ПСГ № 1,2

Тип
ПТ-135/165-130/15
ТМЗ

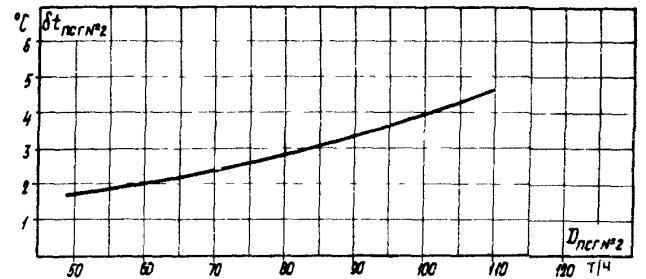
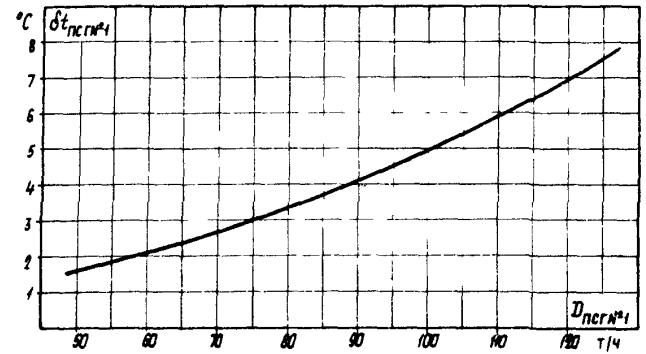
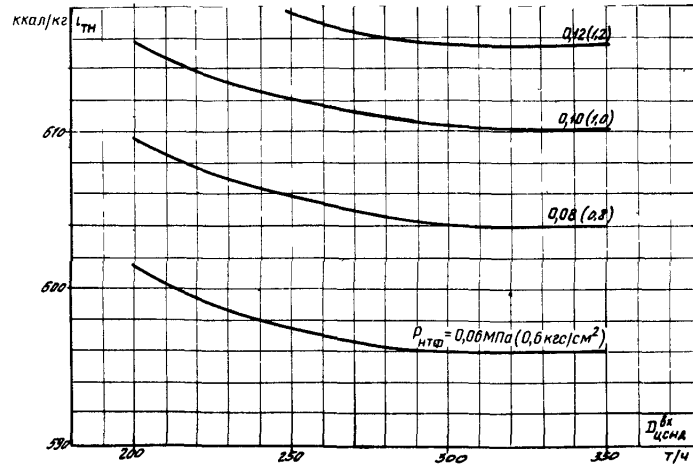


Рис. 46 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ ЭНТАЛЬПИИ ПАРА В НИЖНЕМ ТЕПЛОФИКАЦИОННОМ ОТБОРЕ ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД ПРИ РАЗЛИЧНОМ ДАВЛЕНИИ В ЭТОМ ОТБОРЕ

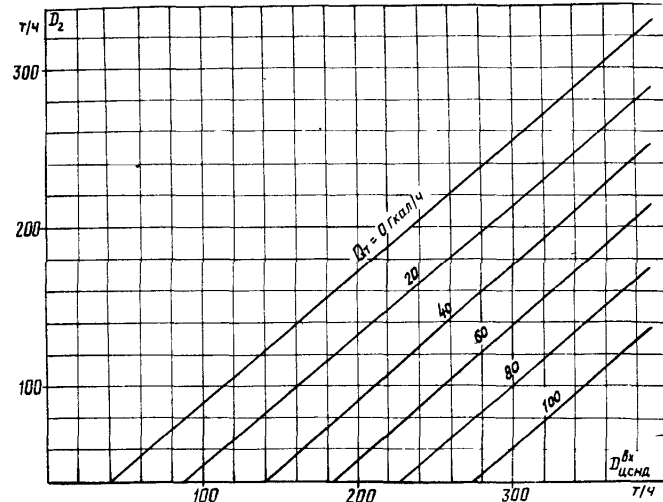
Тип
 ПТ-135/165-130/15
 ТМЗ



Условия: $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $i_n = 712,5 \text{ ккал/кг}$

Рис. 47 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ПАРА В КОНДЕНСАТОР ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ (ДУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип
 ПТ-135/165-130/15
 ТМЗ



Условия: $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $p_{тв} = 0,17 \text{ МПа} (1,7 \text{ кгс/см}^2)$,
 $p_2 = 0,0064 \text{ МПа} (0,064 \text{ кгс/см}^2)$, $t_{обр} = 53^\circ\text{C}$

Рис. 48
ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ПАРА В КОНДЕНСАТОР ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСНД И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)
 Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

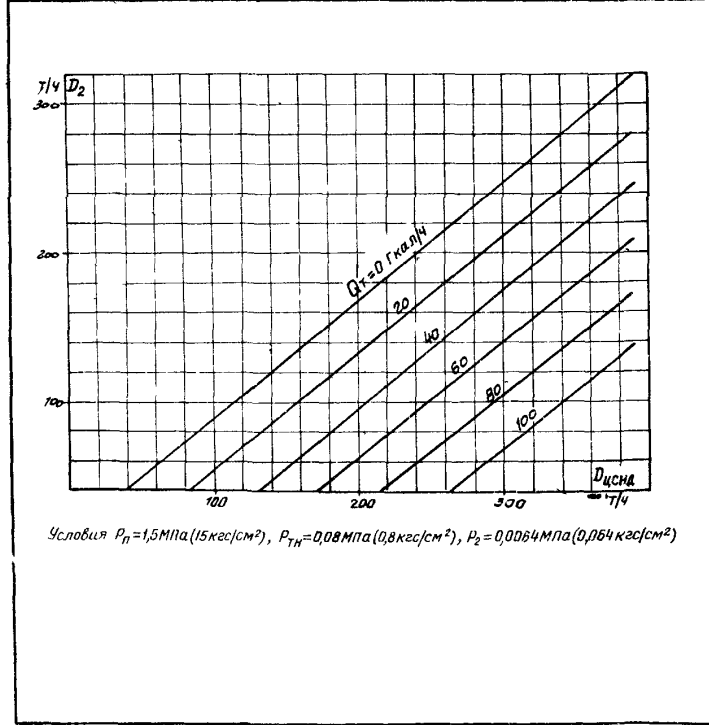
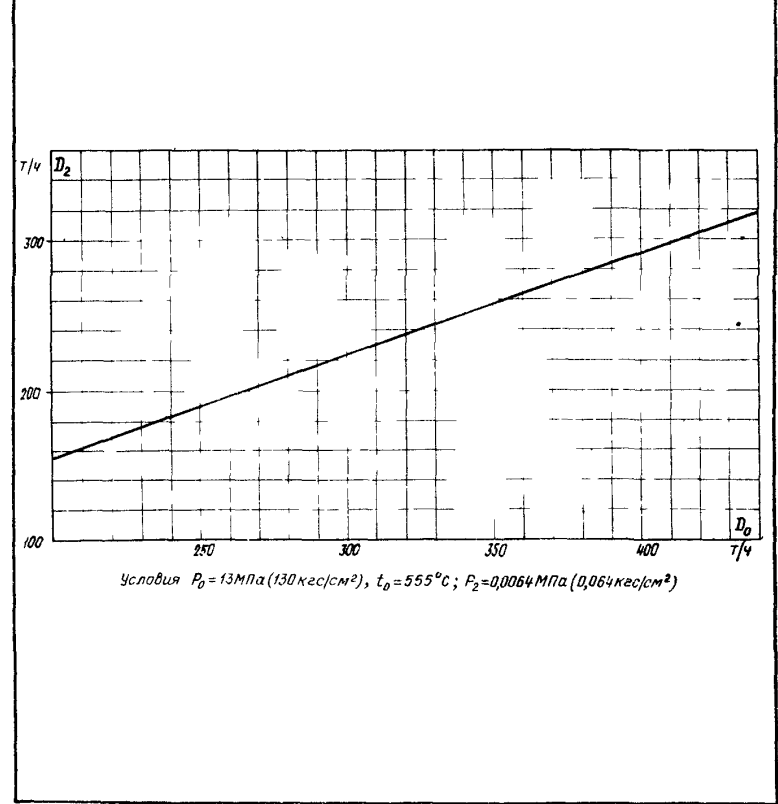


Рис. 49
ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ПАРА В КОНДЕНСАТОР ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ
 Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



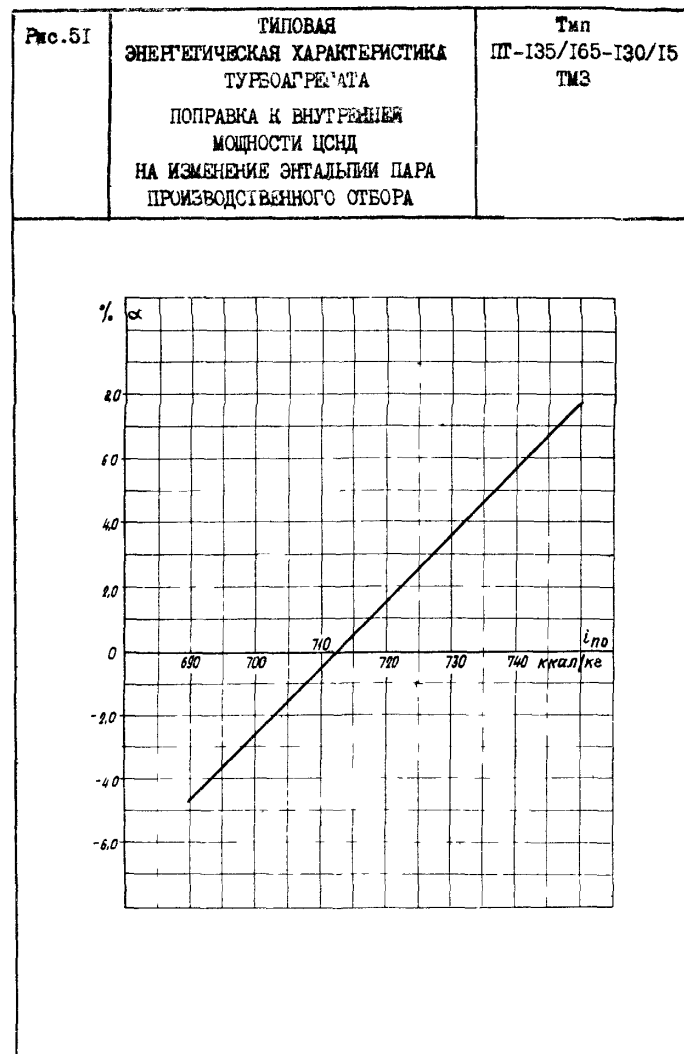
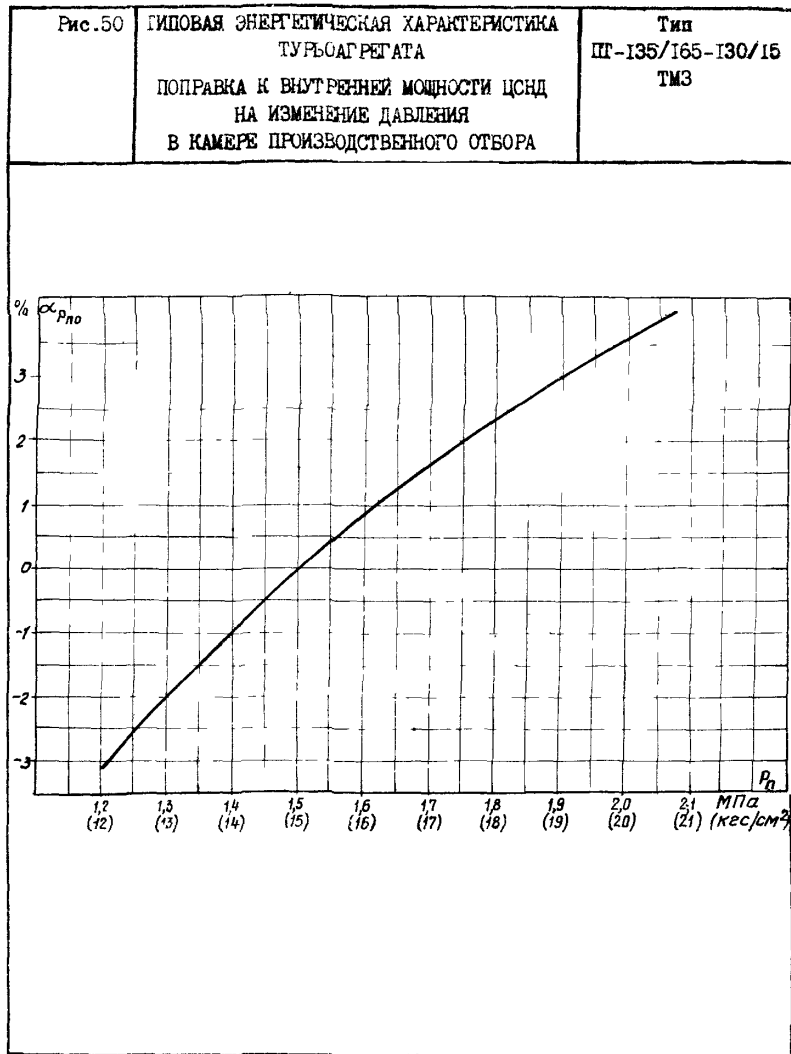


Рис. 52	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	Тип
	ТУРБОАГРЕГАТА	ПТ-135/165-130/15
	КПД МЕХАНИЧЕСКИЙ И ГЕНЕРАТОРА	ТМЗ
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ		
(ПО ДАННЫМ ЗАВОДА)		

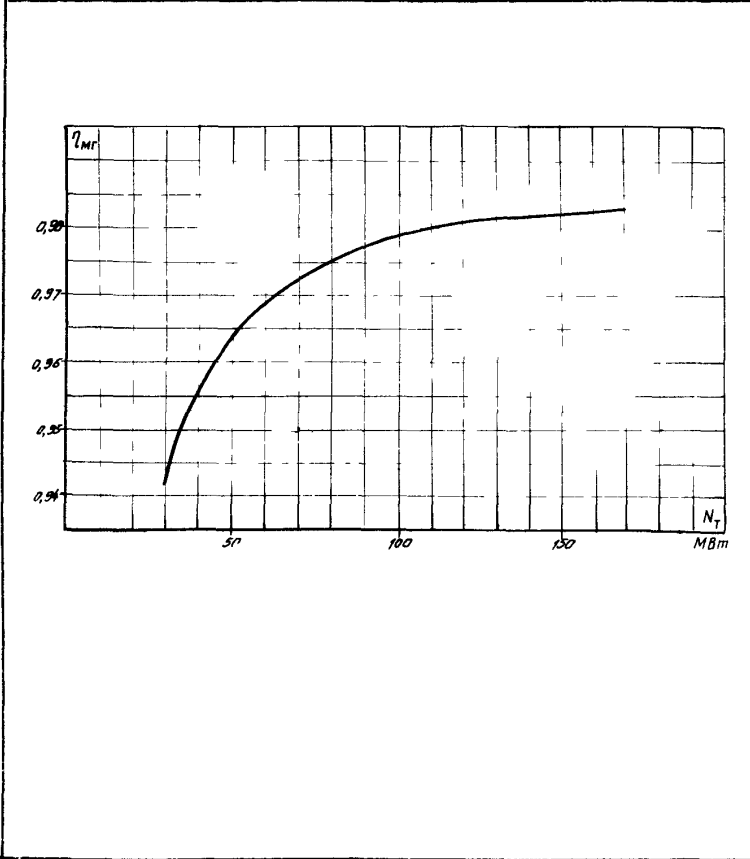


Рис. 53	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	Тип
	ТУРБОАГРЕГАТА	ПТ-135/165-130/15
	ПОТЕРИ МЕХАНИЧЕСКИЕ И ГЕНЕРАТОРА	ТМЗ
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ		
(ПО ДАННЫМ ЗАВОДА)		

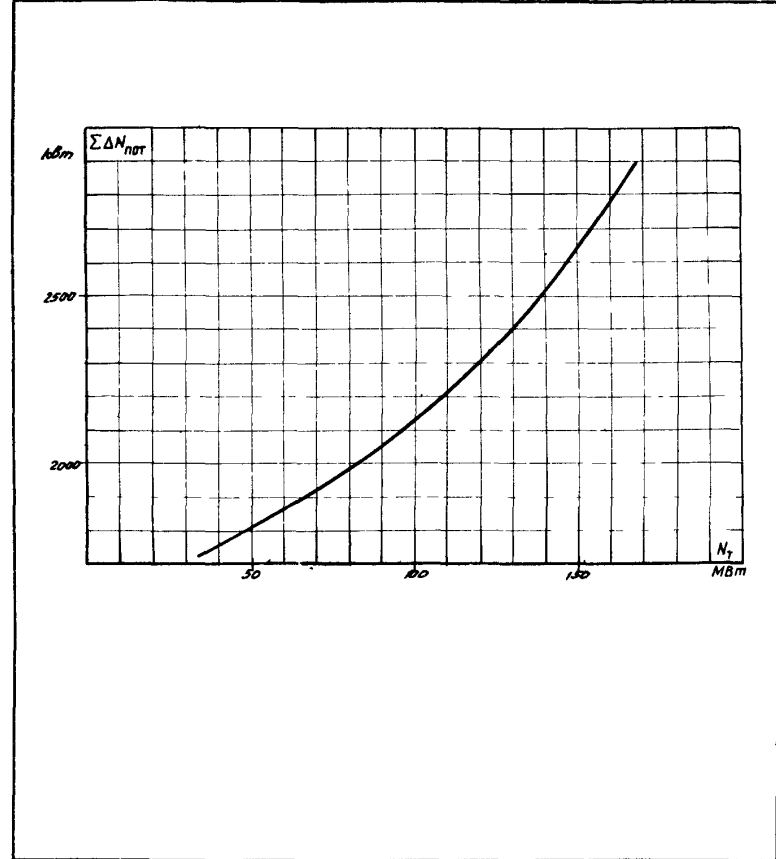
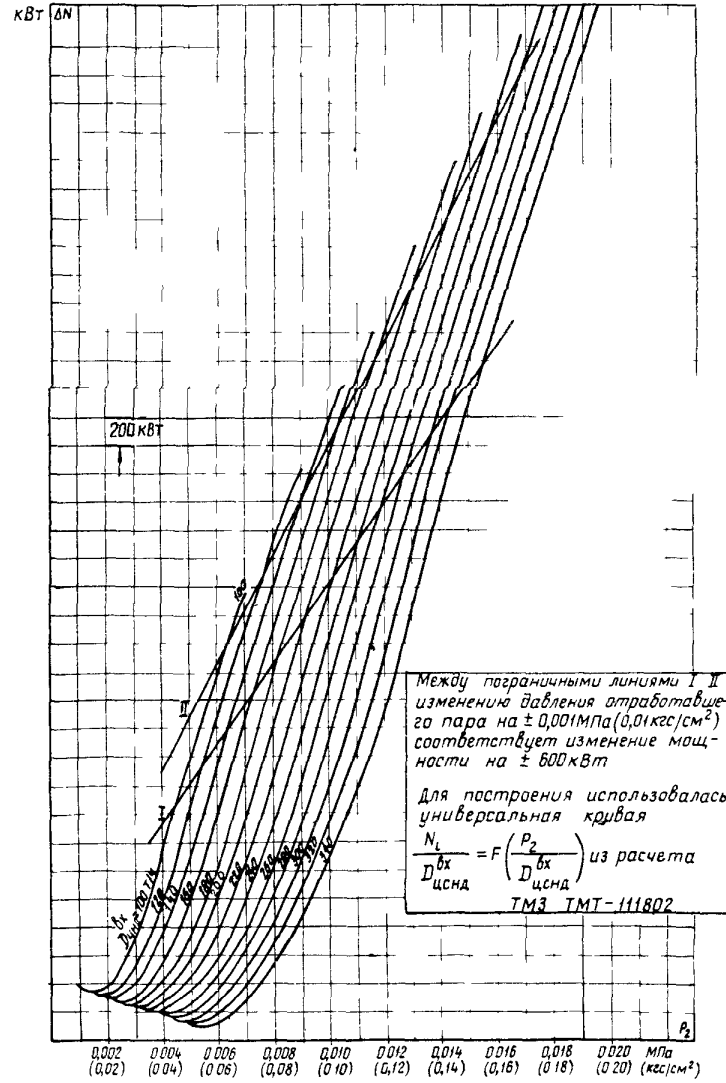


Рис.54

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
СЕТКА ПОПРАВКИ К МОЩНОСТИ НА ДАВЛЕНИЕ ОТРАБАТЫВАЕМОГО ПАРА

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



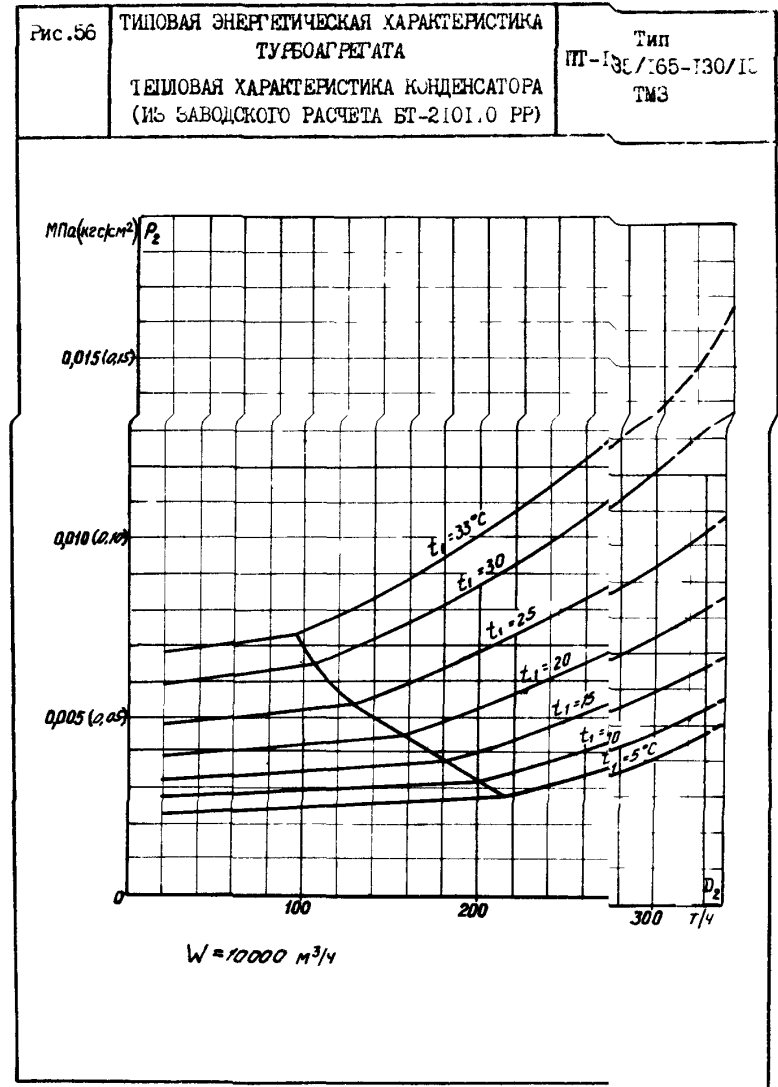
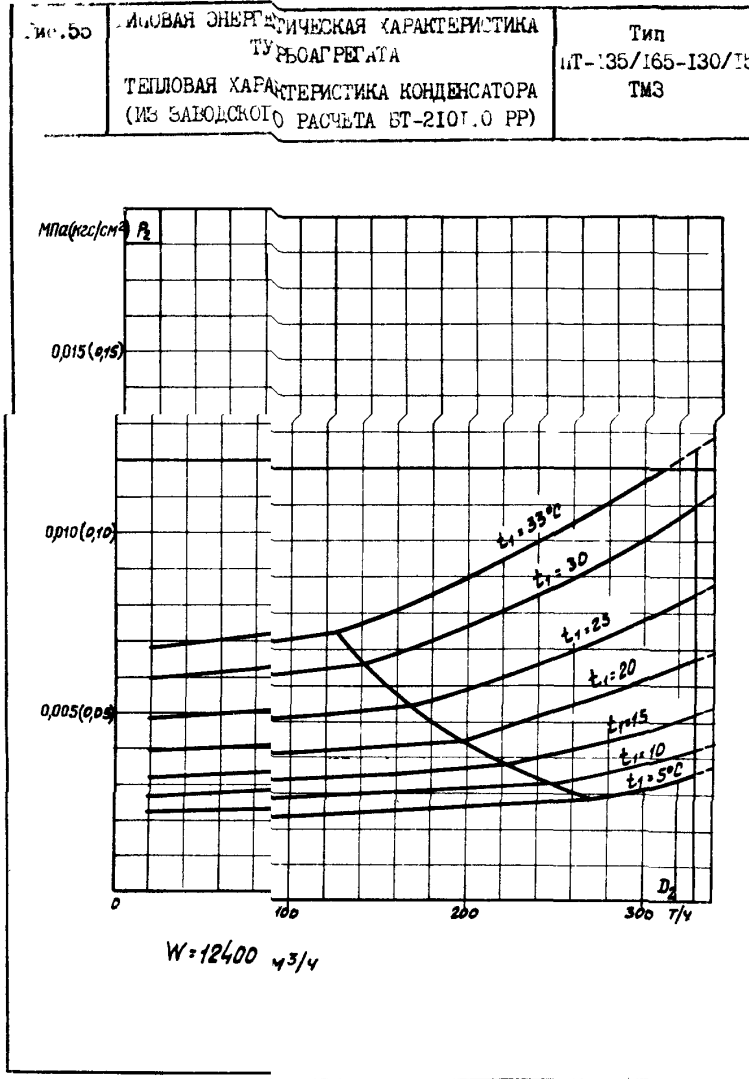
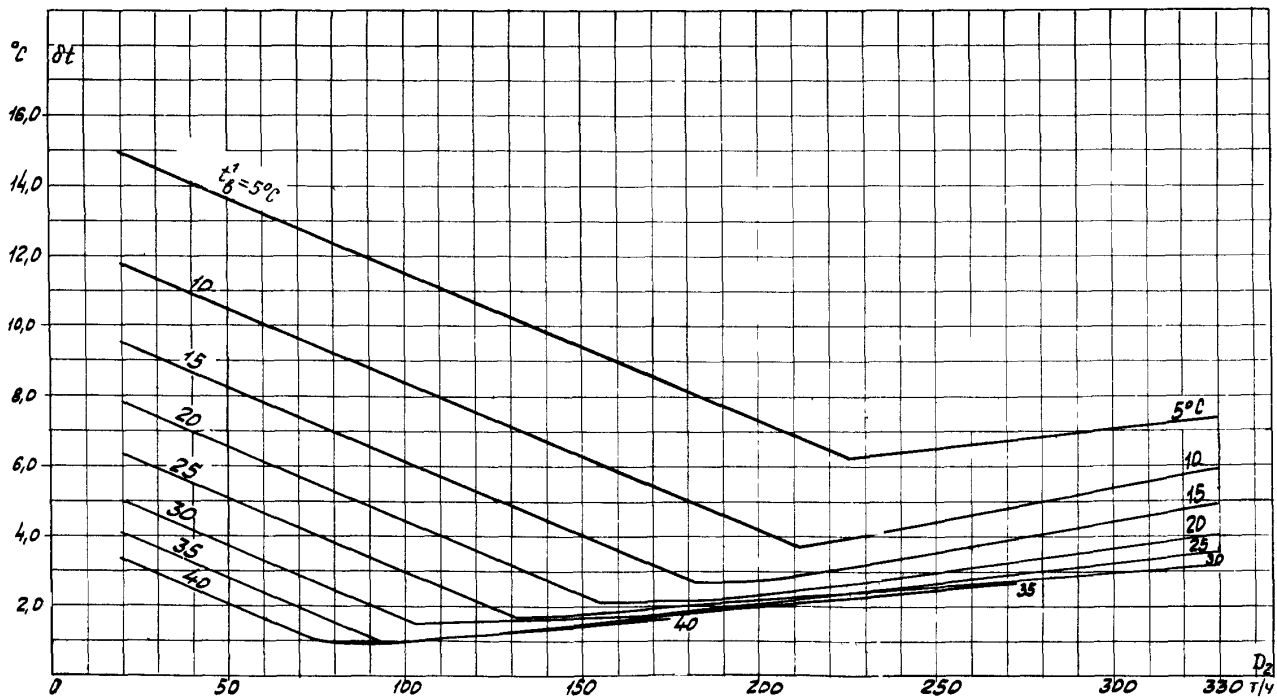


Рис. 57

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

ЗАВИСИМОСТЬ ТЕМПЕРАТУРНОГО НАПОРА КОНДЕНСАТОРА К-6000-1 ОТ РАСХОДА ПАРА В КОНДЕНСАТОР И ТЕМПЕРАТУРЫ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ВОДЫ НА ВХОДЕ (ПО ДАННЫМ ЗАВОДА ИЗ РАСЧЕТА БТ-210110 РР1; МАТЕРИАЛ ТРУБОК ЛАТУНЬ; $\beta = 1,00$; $W = 12400 \text{ м}^3/\text{ч}$)



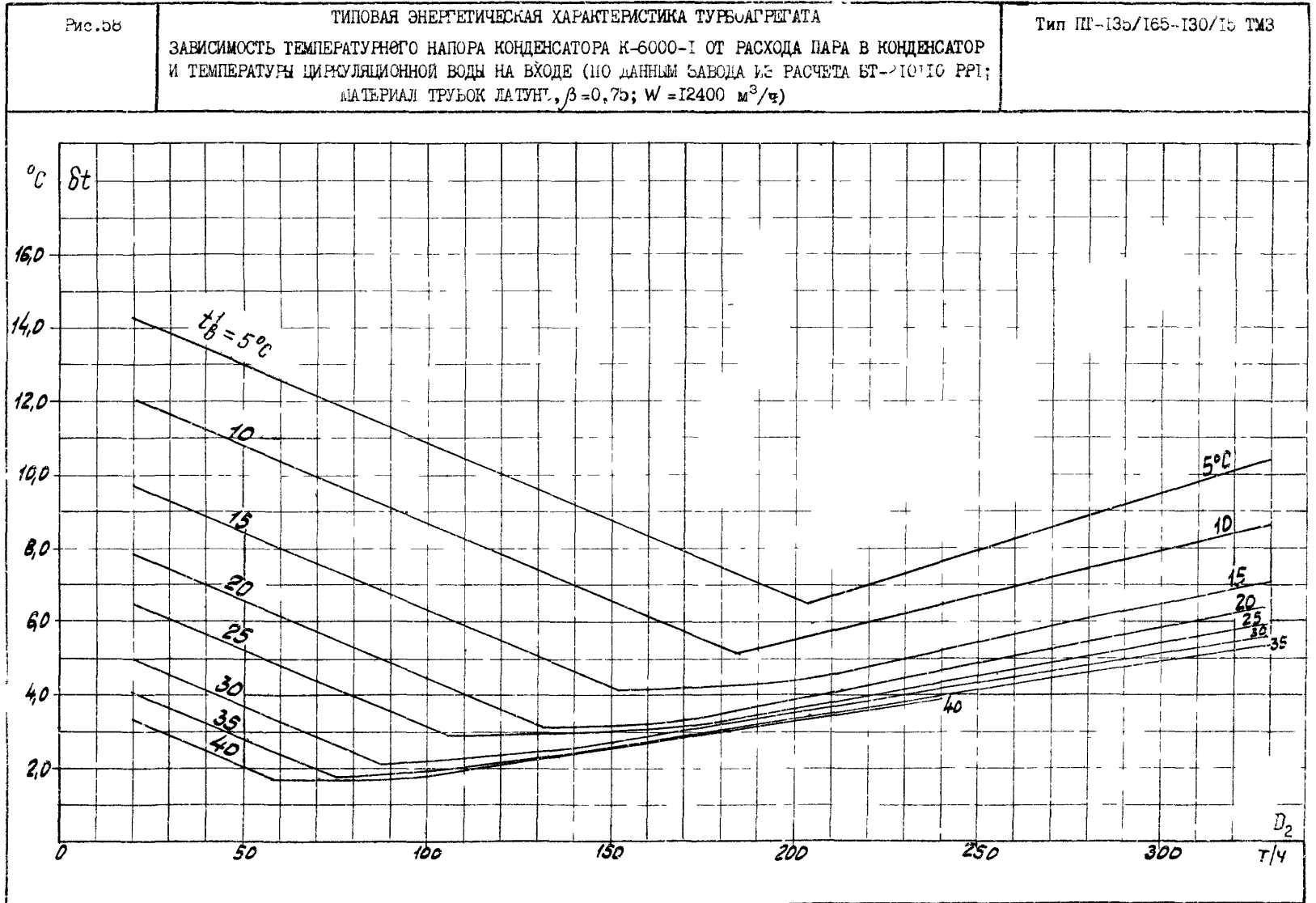


Рис. 59

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ МОЩНОСТИ ТУРБИНЫ, ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ НА КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ,
 ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА И ТЕМПЕРАТУРЫ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ВОДЫ
 НА ВХОДЕ В КОНДЕНСАТОР

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

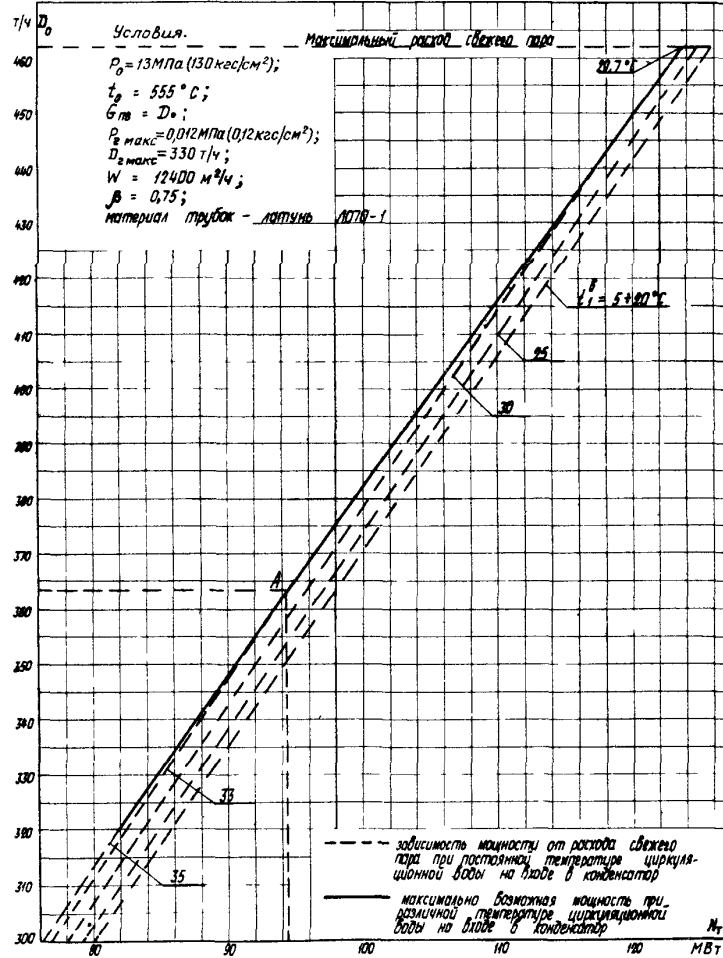
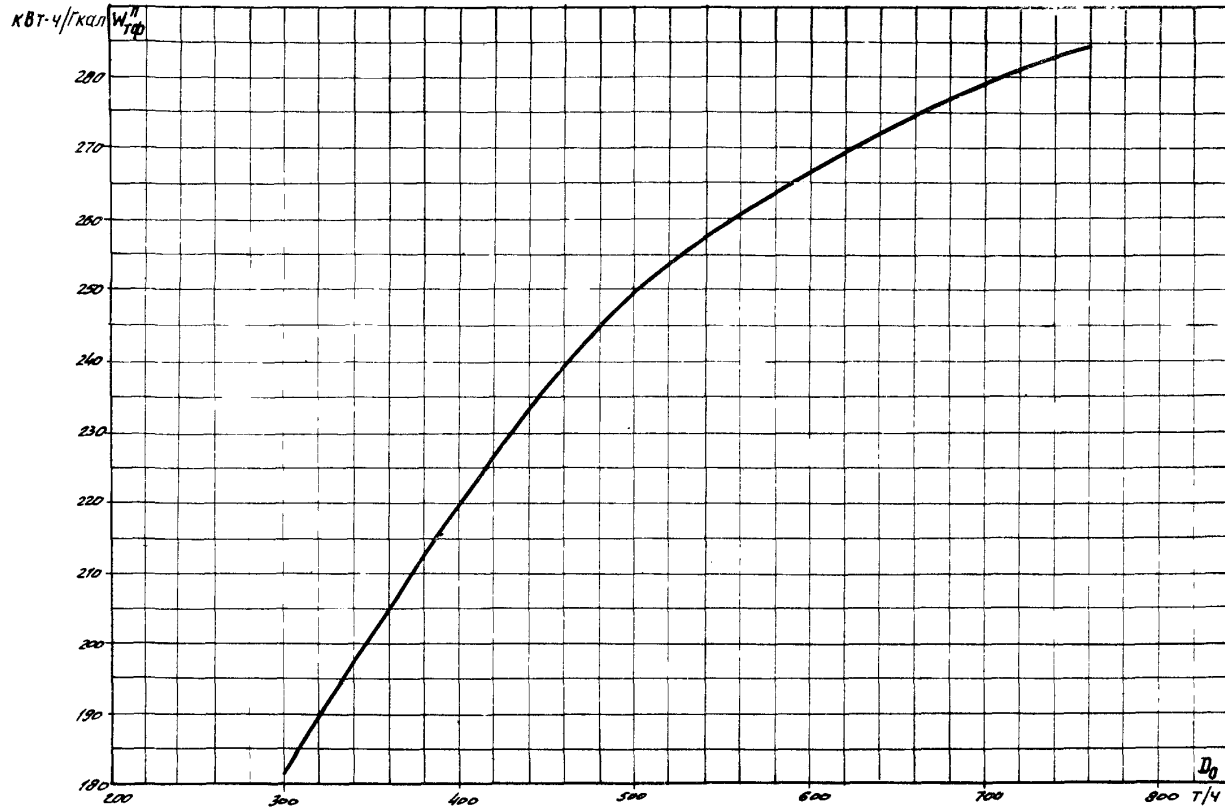


Рис. 60

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ УДЕЛЬНОЙ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ПАРОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОТБОРЕ ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА
(ВОЗВРАТ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА В ДЕАЭРАТОР)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условия: $P_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$; $t_0 = 555^\circ\text{C}$; $P_n = 1,5 \text{ МПа (15 кгс/см}^2\text{)}$; $i_{рег}^n = 100,2 \text{ ккал/кг}$

Рис. 61

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 УДЕЛЬНАЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПАРОМ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ОТСЕВА
 (ДУХУСТУПЕНЧАТЫЙ ПОДОГРЕВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ)

Тип ИТ-135/165-130/15 ТМЗ

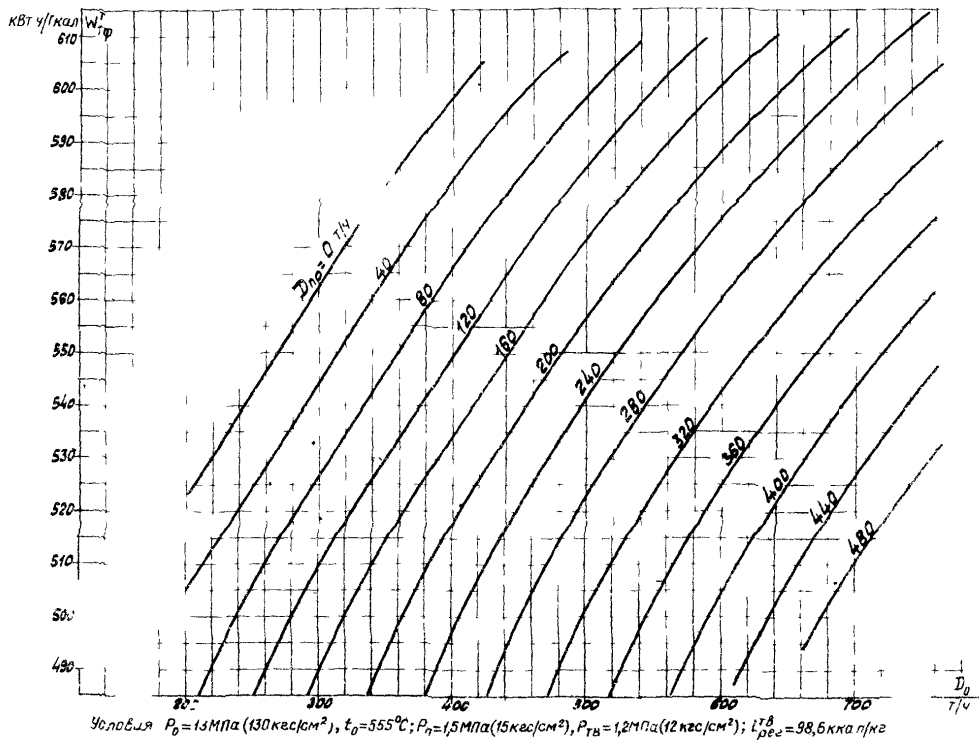
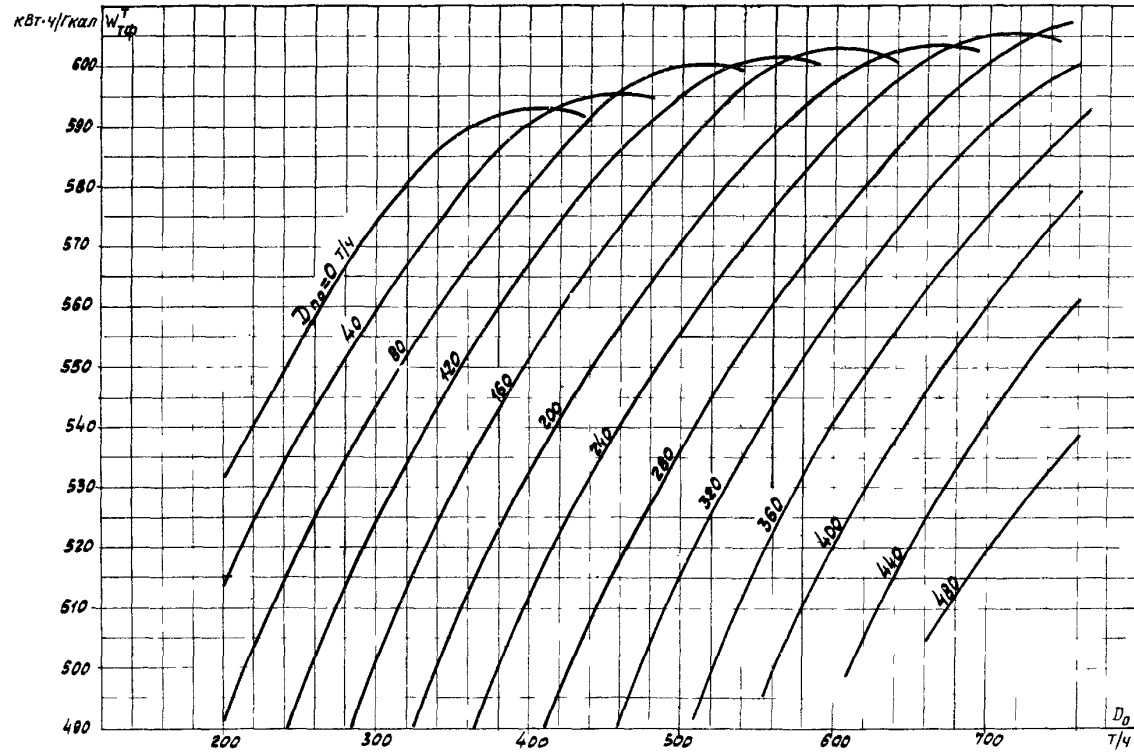


Рис. 02

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
УДЛИНЕННАЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПАРОМ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ОТБОРА
(ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ ПОДОГРЕВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ)

Тип НТ-135/160-130/15 ТУЗ

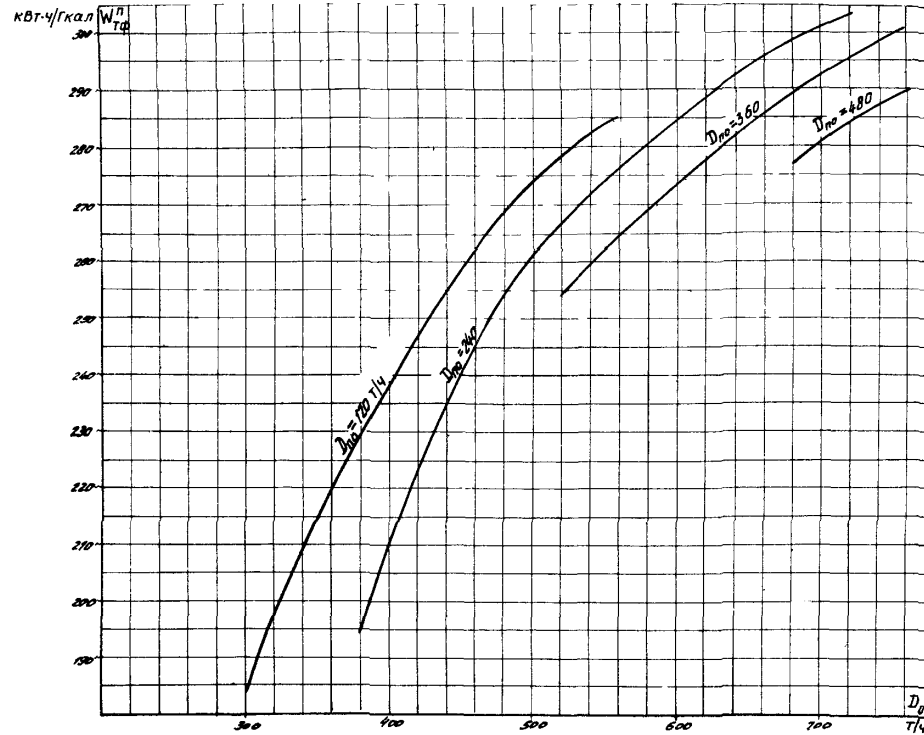


Условия: $P_0 = 13 \text{ МПа}$ (130 кгс/см^2); $t_0 = 555^\circ\text{C}$; $P_n = 1,5 \text{ МПа}$ (15 кгс/см^2), $P_{ТН} = 0,08 \text{ МПа}$ ($0,8 \text{ кгс/см}^2$); $i_{рег}^{ТН} = 93,0 \text{ ккал/кг}$

Рис. 63

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ УДЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ТЕПЛОФИКАЦИОННОМУ ЦИКЛУ
 ПАРОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА
 (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ, ВОЗВРАТ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ПЕРЕД ПНД № 3)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

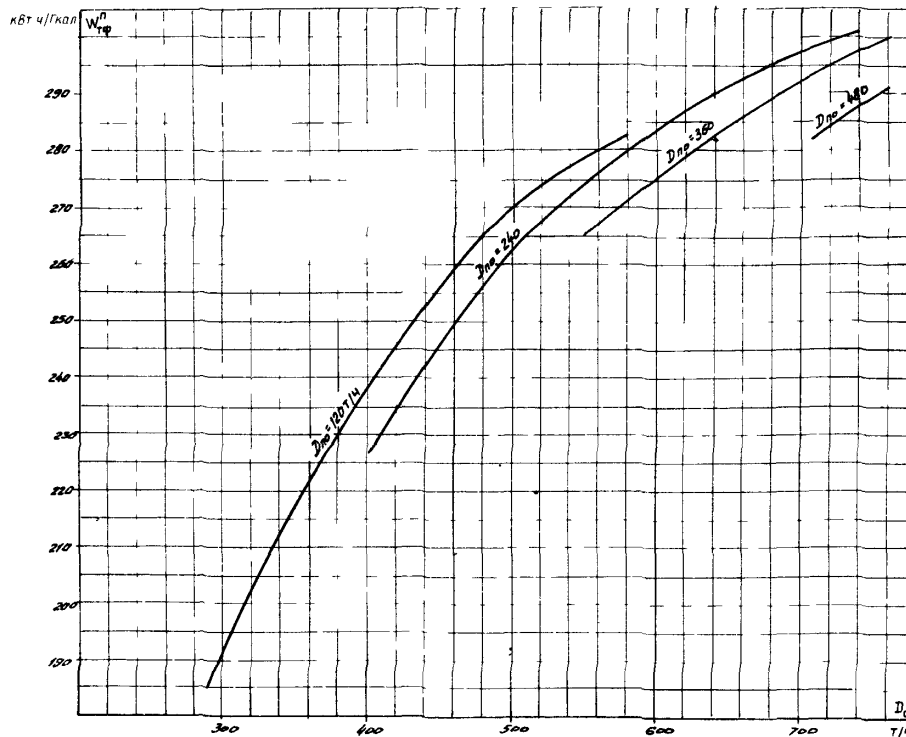


Условия: $P_0 = 13 \text{ МПа}$ (130 кгс/см^2); $t_0 = 555^\circ\text{C}$; $P_n = 1,5 \text{ МПа}$ (15 кгс/см^2); $P_{ТВ} = 0,12 \text{ МПа}$ ($1,2 \text{ кгс/см}^2$); $i_{рег}^n = 100,2 \text{ ккал/кг}$

Рис.64

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ УДЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ТЕПЛОФИКАЦИОННОМУ ЦИКЛУ
 ПАРОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ОТ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА
 (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ, ВОЗВРАТ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ПЕРЕД ИНД № 3)

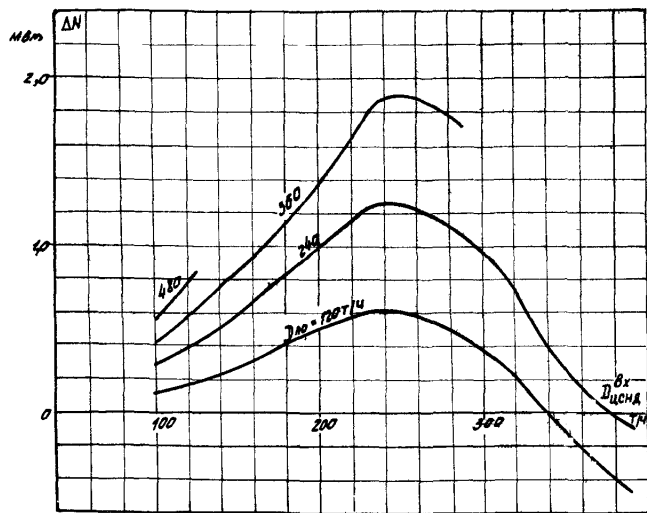
Тип ПГ-135/165-130/15 ГМЗ



Условия $p_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$, $t_0 = 555^\circ \text{C}$, $p_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $p_{тн} = 0,08 \text{ МПа} (0,8 \text{ кгс/см}^2)$, $l_{рег}^n = 100,2 \text{ ккал/кг}$

Рис. 65 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ПОПРАВКА К МОЩНОСТИ ТУРБИНЫ НА ВОЗВРАТ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ПЕРЕД ПНД № 3 (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

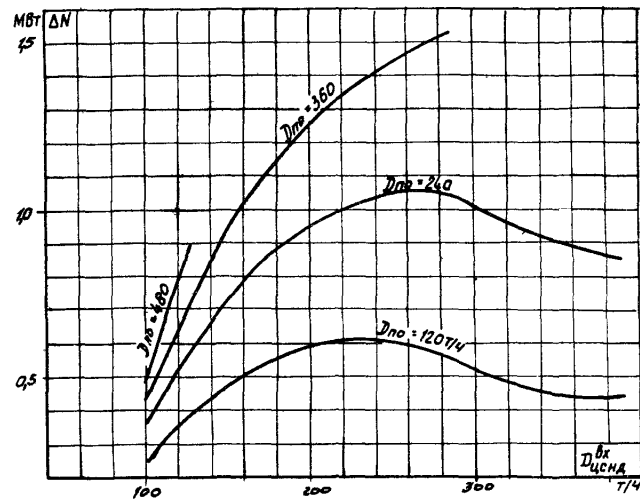
Тип
 ПТ-135/165-130/15
 ТМЗ



Условия: $P_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $P_{тв} = 0,12 \text{ МПа} (1,2 \text{ кгс/см}^2)$

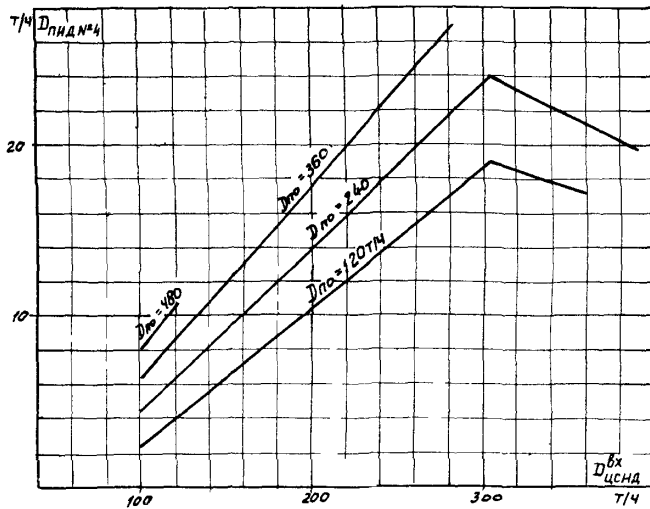
Рис. 66 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ПОПРАВКА К МОЩНОСТИ ТУРБИНЫ НА ВОЗВРАТ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ПЕРЕД ПНД № 3 (ОДНУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип
 ПТ-135/165-130/15
 ТМЗ



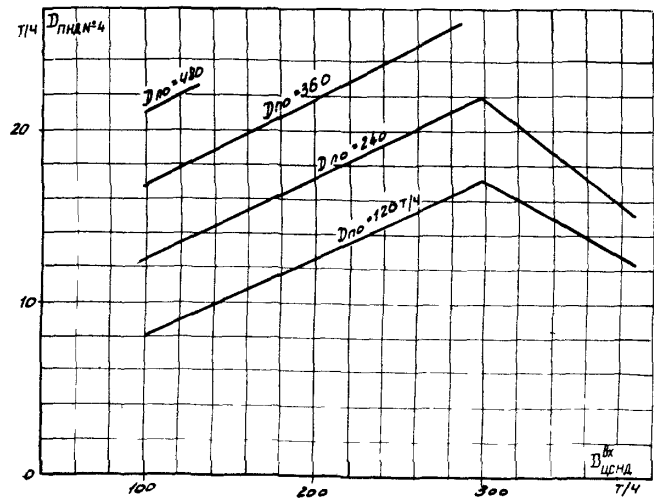
Условия: $P_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $P_{тв} = 0,08 \text{ МПа} (0,8 \text{ кгс/см}^2)$

Рис.67	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА	Тип ПТ-135/165-130/13 ТМЗ
	ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ГРЕЮЩЕГО ПАРА ПНД № 4 ОТ РАСХОДА ПАРА В ЦСНД ПРИ ВОЗВРАТЕ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ПЕРЕД ПНД № 3 (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)	



Условия $P_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $\bar{t}_{\text{ПНД}\#4}''$ по рис 37

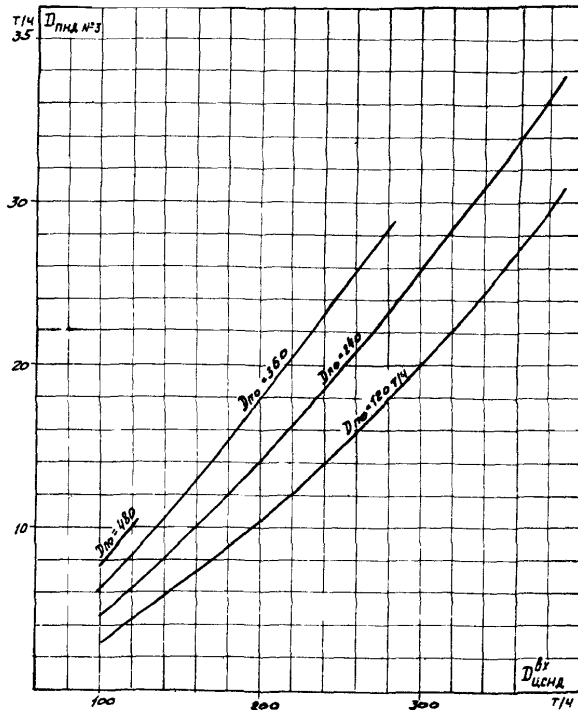
Рис.68	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА	Тип ПТ-135/165-130/13 ТМЗ
	ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ГРЕЮЩЕГО ПАРА ПНД № 4 ОТ РАСХОДА ПАРА В ЦСНД ПРИ ВОЗВРАТЕ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ПЕРЕД ПНД № 3 (ОДНУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)	



Условия $P_n = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$, $\bar{t}_{\text{ПНД}\#4}''$ по рис 38

Рис.69 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ПАРА НА ПВД № 3 ПРИ ВОЗВРАТЕ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ПЕРЕД ПВД № 3 ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСВД (ДУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

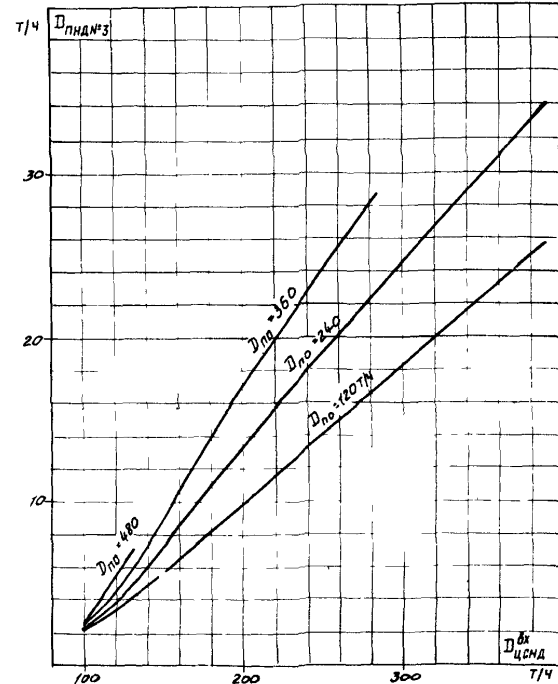
Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условия $P_H = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $P_{TB} = 0,012 \text{ МПа} (0,12 \text{ кгс/см}^2)$

Рис.70 ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ РАСХОДА ГРЕЮЩЕГО ПАРА ПВД № 3 ОТ РАСХОДА ПАРА НА ВХОДЕ В ЦСВД ПРИ ВОЗВРАТЕ КОНДЕНСАТА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ПЕРЕД ПВД № 3 (ОДНУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

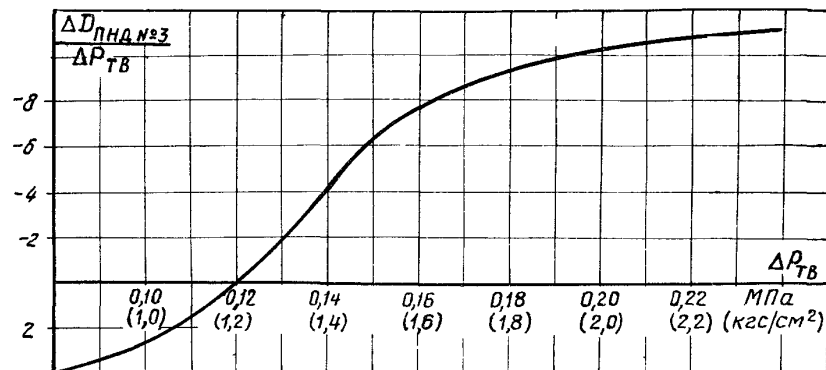


Условия $P_H = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $P_{TH} = 0,08 \text{ МПа} (0,8 \text{ кгс/см}^2)$

Рис. 71

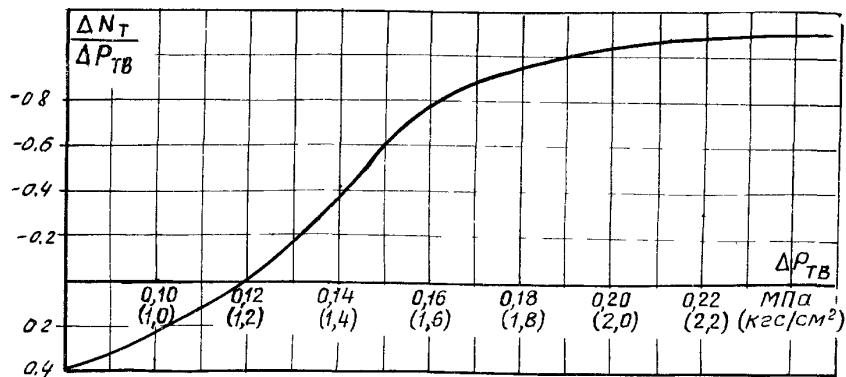
ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРЬОАГРЕГАТА
ПОПРАВКА К РАСХОДУ ГРЕЮЩЕГО ПАРА ПИД № 3 НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ
В ВЕРХНЕМ ТЕПЛОФИКАЦИОННОМ ОТБОРЕ (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

ИП ПТ-135/65-20/15 ГВт



а)

Дополнительная поправка к мощности турбины на изменение давления
в верхнем теплофикационном отборе при возврате конденсата
производственного отбора перед ПИД № 3 (двухступенчатый режим)

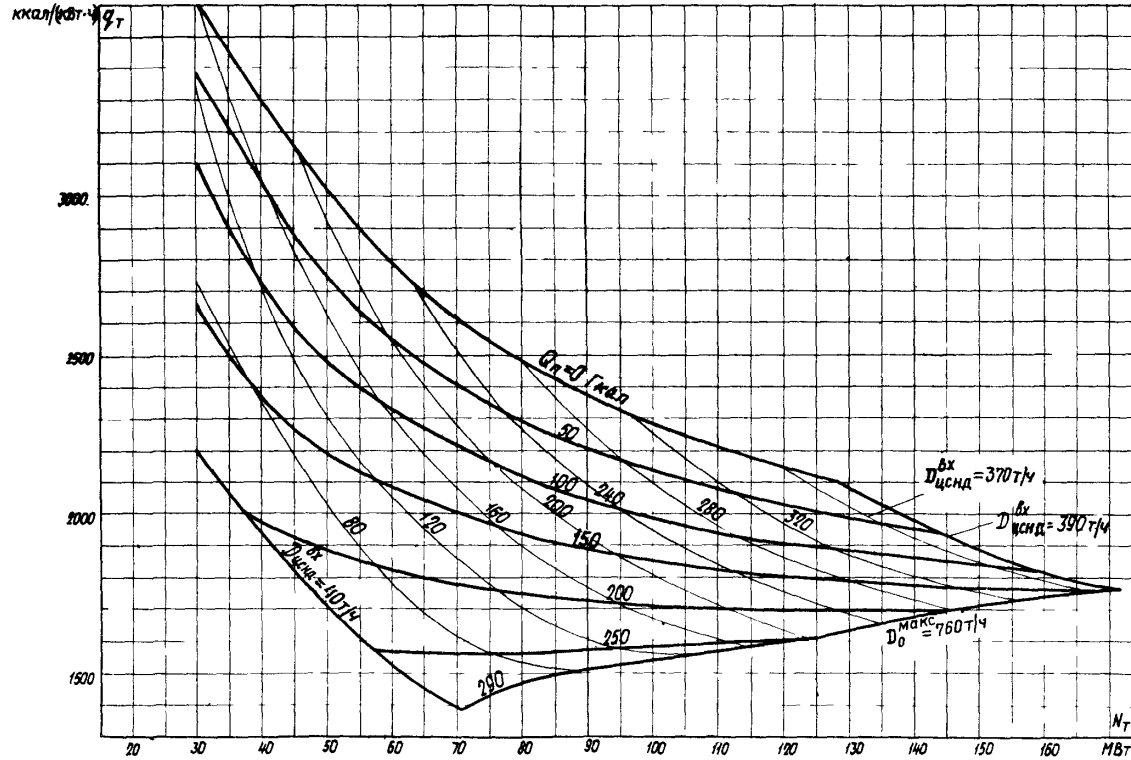


б)

Рис. 72

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ЗАВИСИМОСТЬ УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ТЕПЛОТЫ БРУТТО ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ
 И ОТПУСКА ТЕПЛА В ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОТБОР (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условия $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$; $t_0 = 555^\circ\text{C}$; $P_1 = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $P_2 = 0,12 \text{ МПа} (1,2 \text{ кгс/см}^2)$; $P_3 = 0,0064 \text{ МПа} (0,064 \text{ кгс/см}^2)$; $q_T = 0$

Рис. 73

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ЗАВИСИМОСТЬ УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ТЕПЛОТЫ БРУТТО ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ
И ОТПУСКА ТЕПЛА В ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОТБОР (ОДНУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

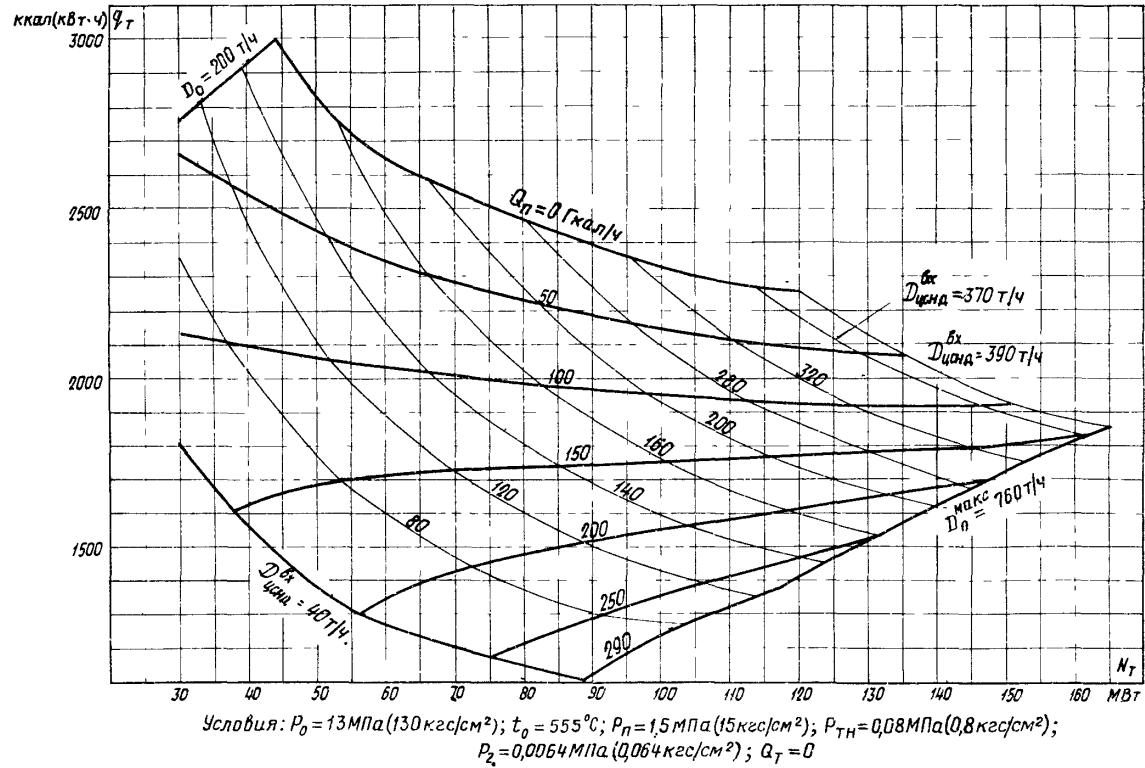


Рис. 74

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ БРУТТО НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ СВЕЖЕГО ПАРА
(ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/1б ТМЗ

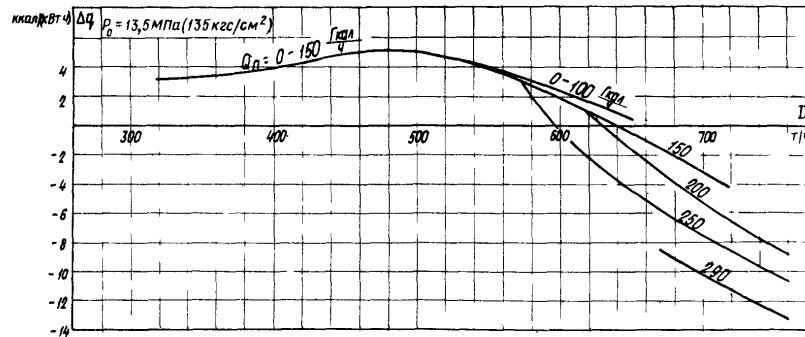
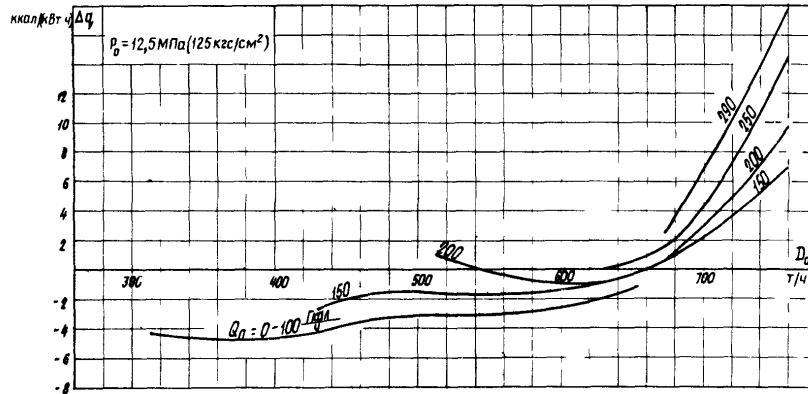


Рис. 7б

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ БРУТТО НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ СВЕЖЕГО ПАРА
(ОДНУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165
130/15 ТМЭ

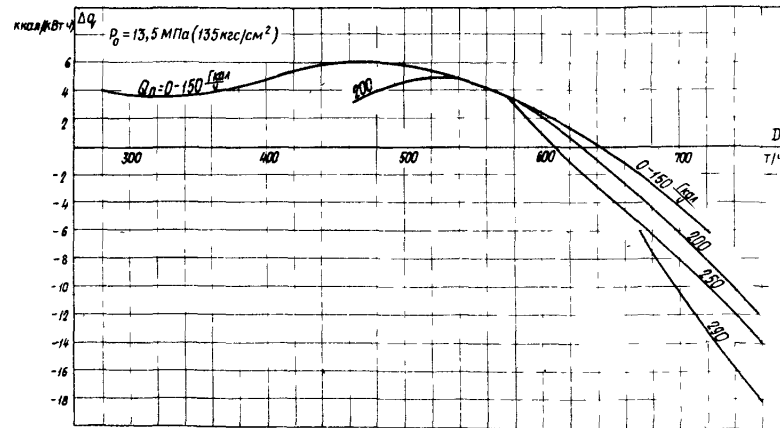
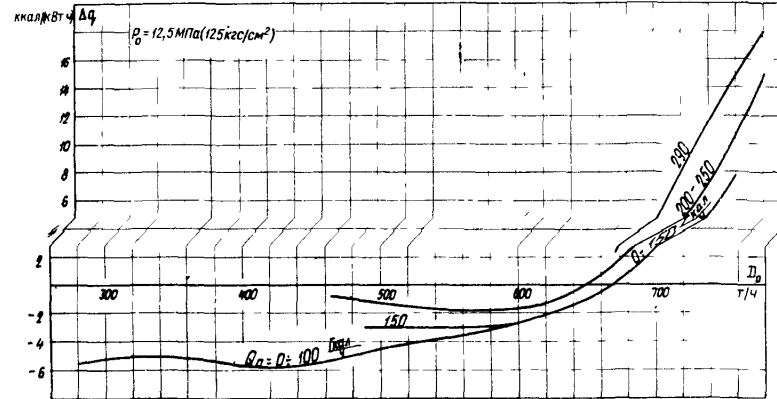
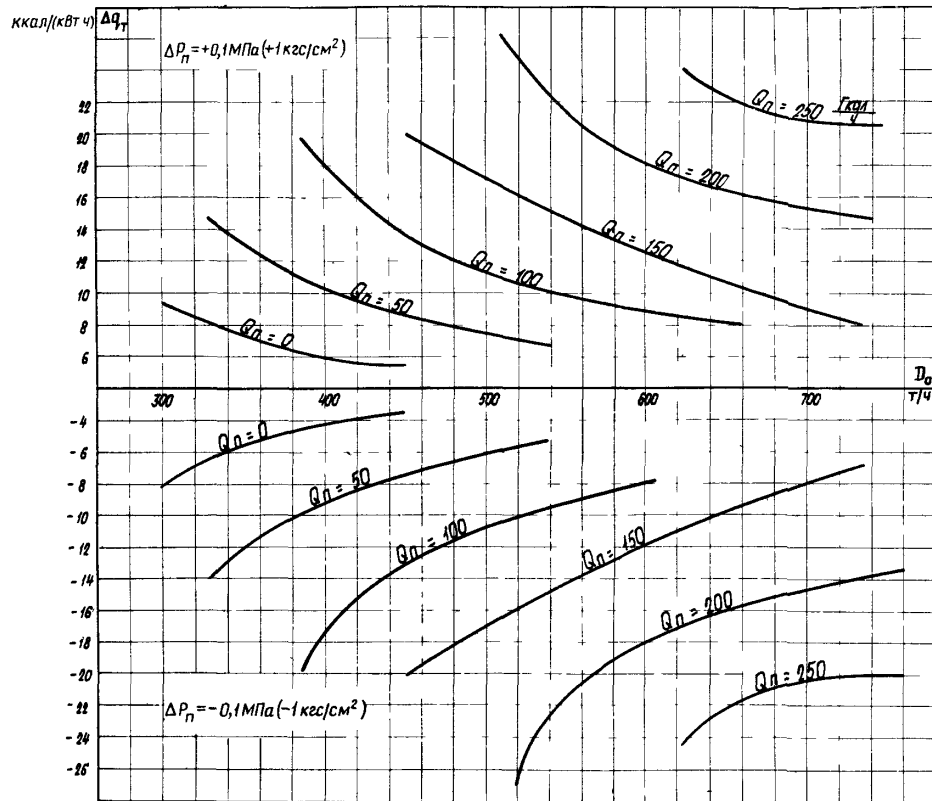


Рис. 76

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ БРУТТО НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ
В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОТБОРЕ (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



Условие $\Delta P_n = P_n^{\text{факт}} - P_n^{\text{ном}}$

Рис. 77

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКА К УДЕЛЬНОМУ РАСХОДУ ТЕПЛОТЫ СРУТТС НА ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ
В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОТВОРЕ (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип П-135/165-(130/15) ТМЗ

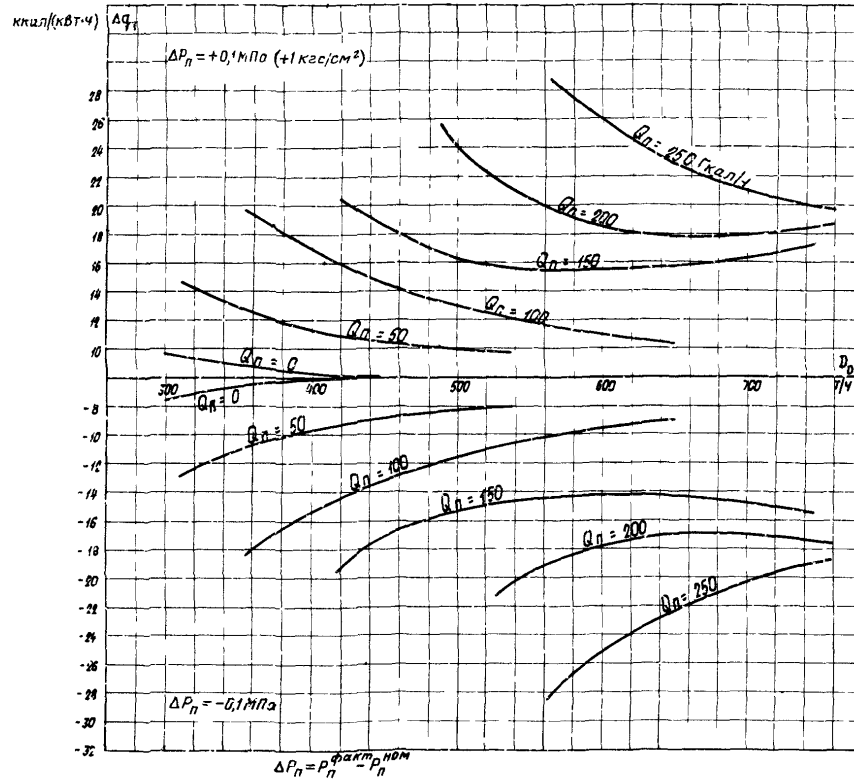


Рис. 80а

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ (ДУХУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип П-135/765-130/15 ТМЗ

а) Поправка на давление свежего пара

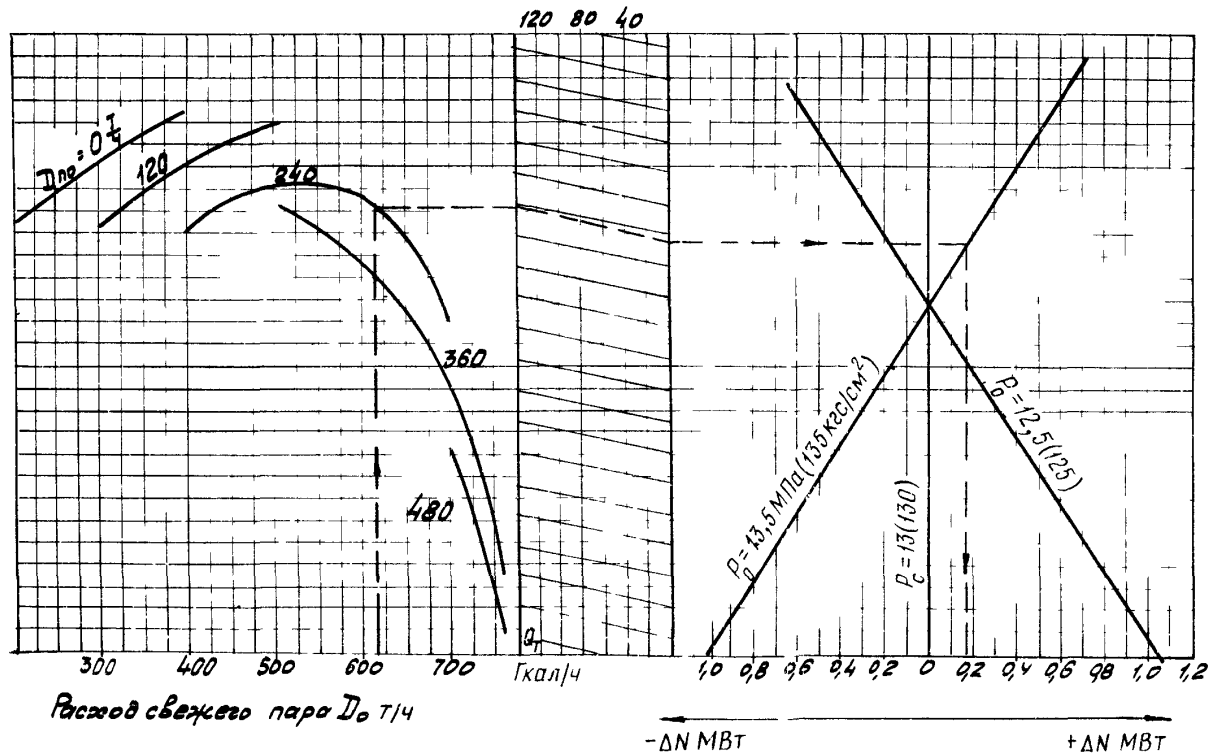
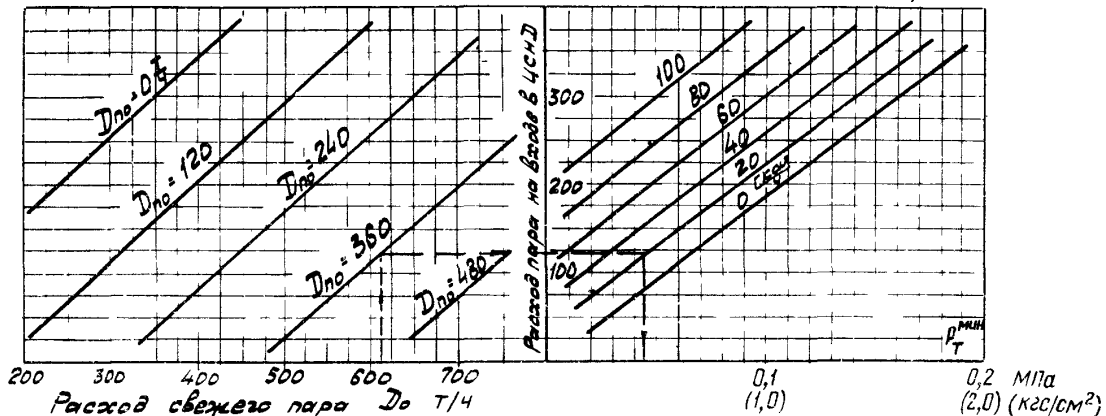


Рис. 8.6.6.7

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

б) Минимально возможное давление в верхнем отопительном отборе



в) Поправка на температуру свежего пара

120 80 40

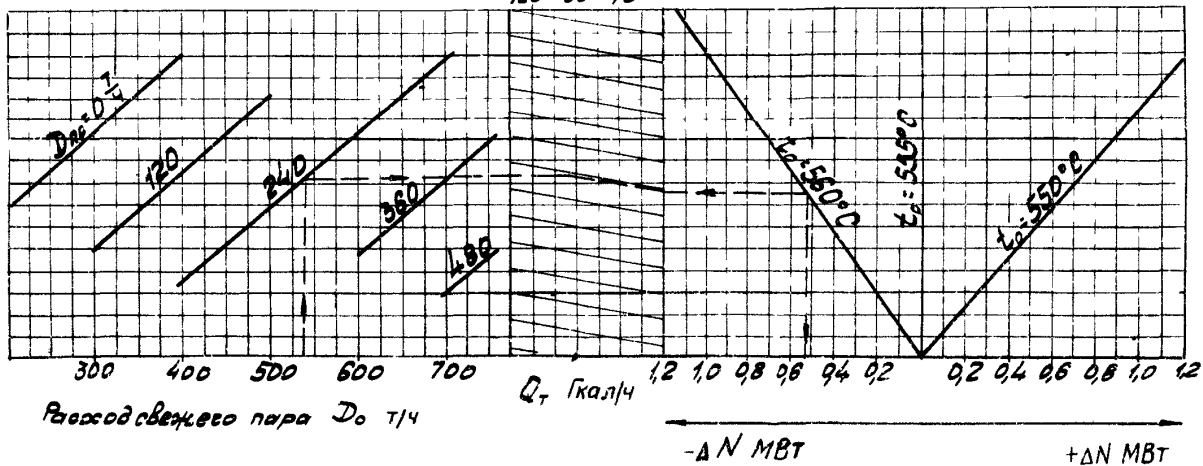


Рис. 80г

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип И1-135/165-130/15 Т13

а) Поправка к мощности на давление в верхнем отопительном отборе

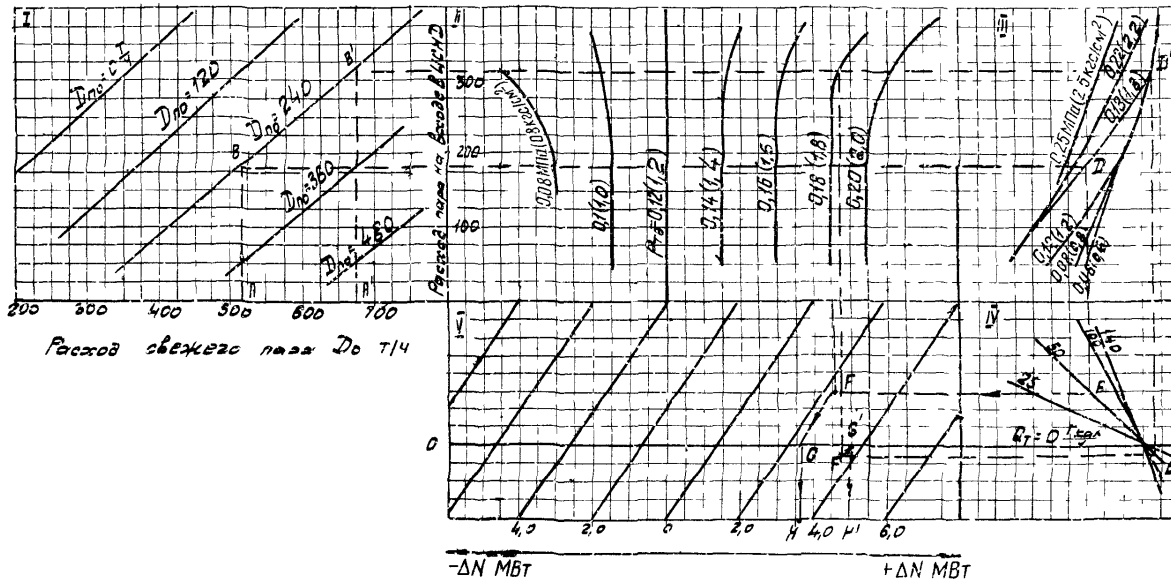
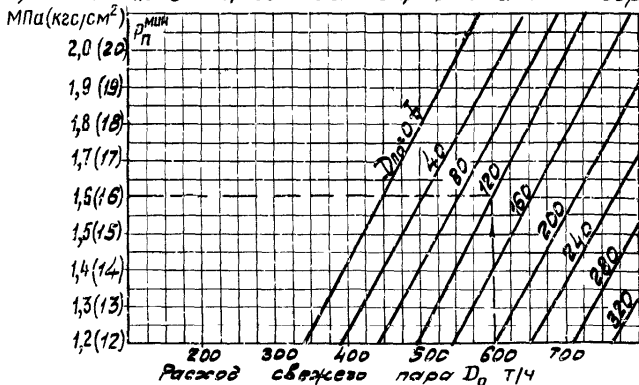


Рис. 80д, е

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАТРЕТАТА
ПОСПРАВКИ К ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

д) Минимально возможное давление в производственном отборе



е) Дополнительная поправка к мощности на изменение давления в вернем теплофикационном отборе при малых тепловых нагрузках ($Q_T = 0-20 \frac{\text{т.ккал}}{\text{ч}}$)

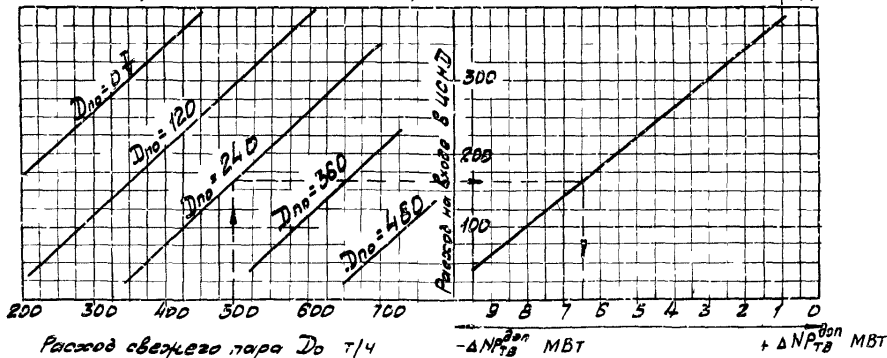
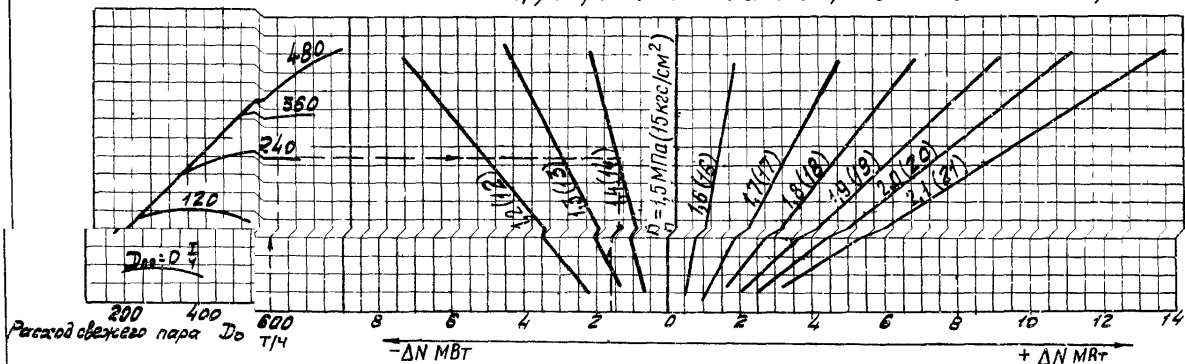


Рис. 8Сж,з

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ (ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ЛТ-135/165-130/Т3 ТМЗ

ж) Поправка на давление в производственном отборе



з) Поправка на температуру обратной сетевой воды

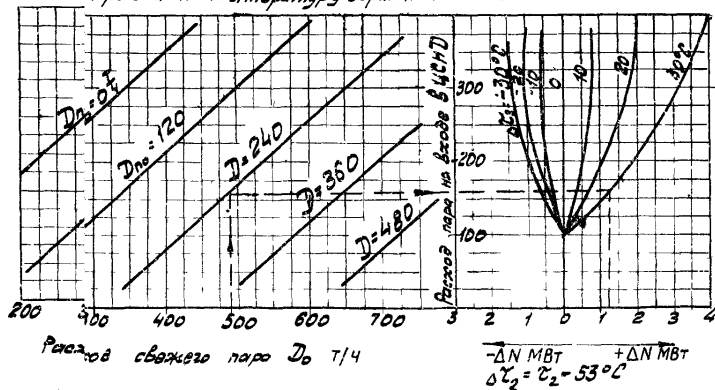
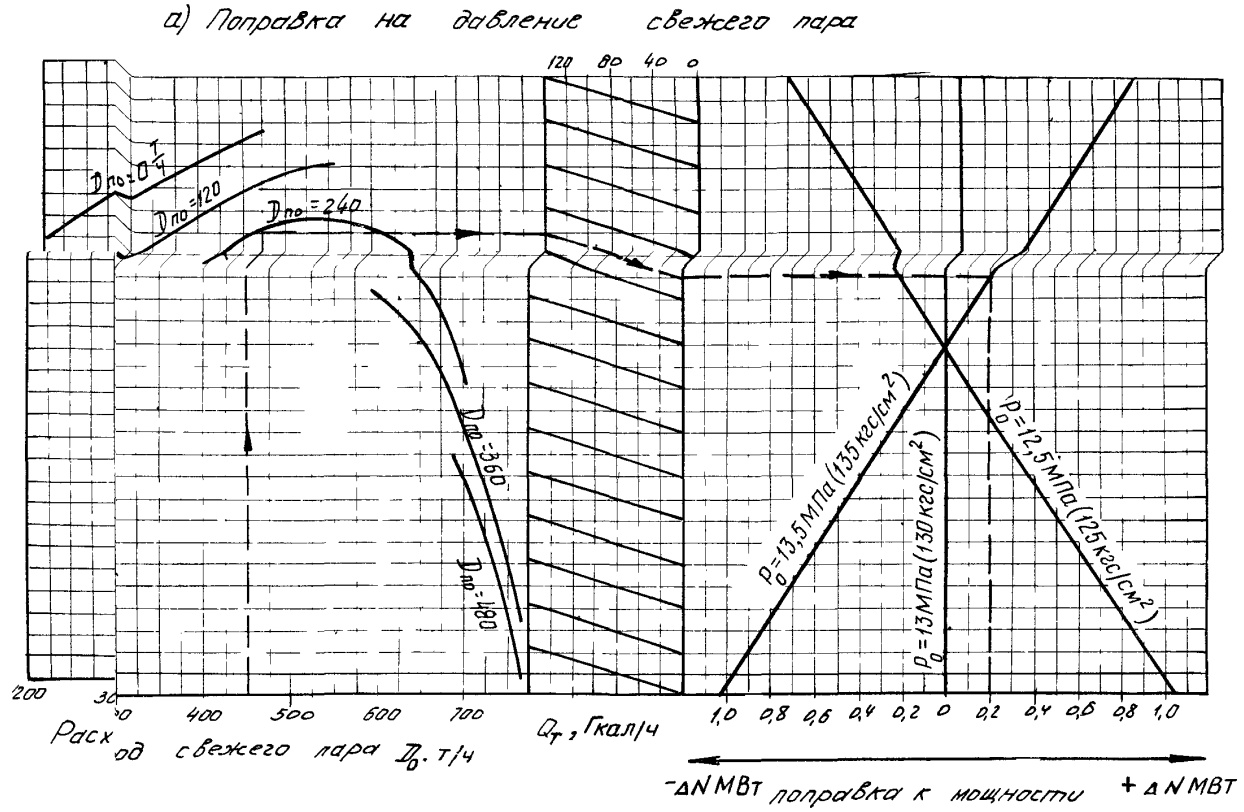


Рис.81а

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ (ОДНУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



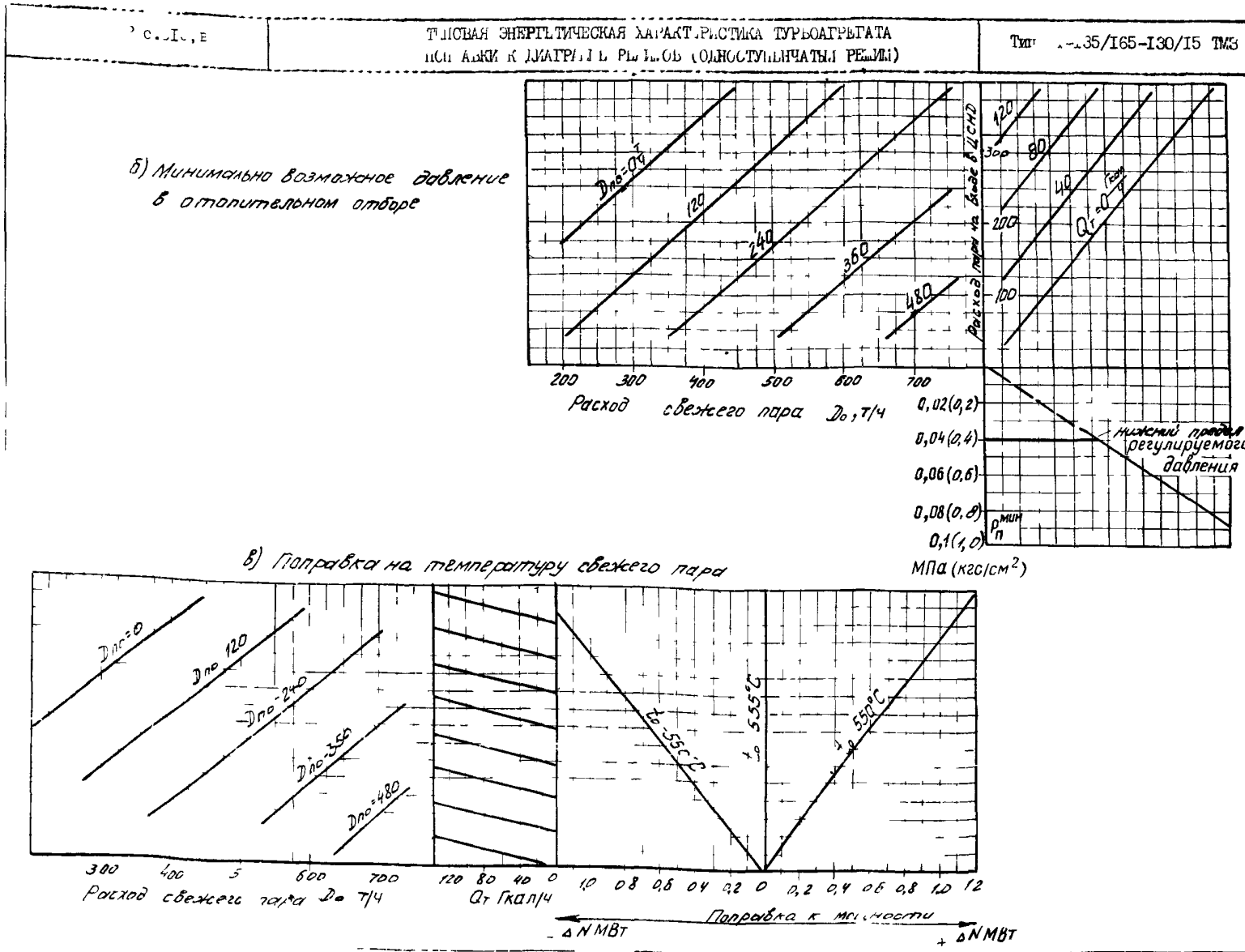


Рис.81г

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ

г) Поправки на давление в отопительном отборе

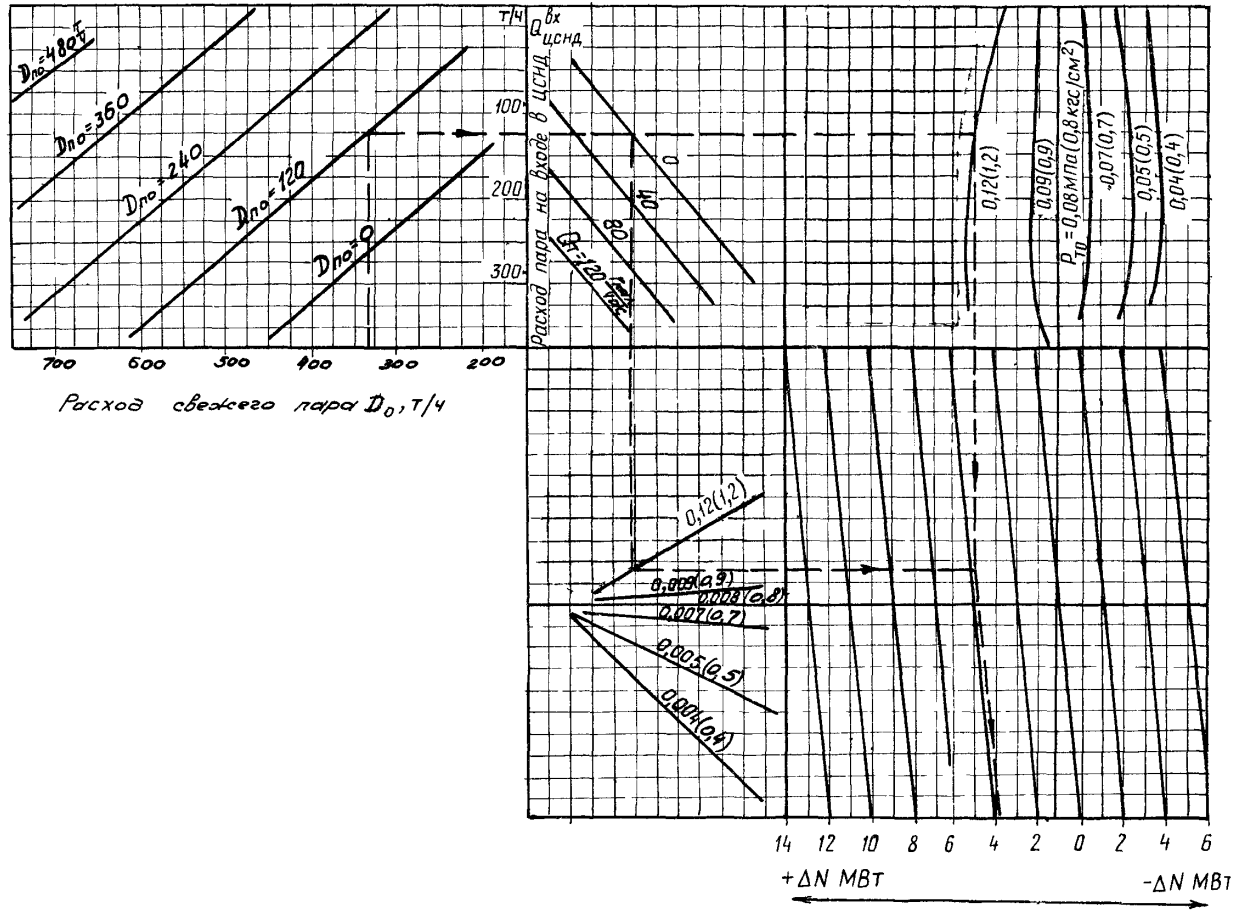
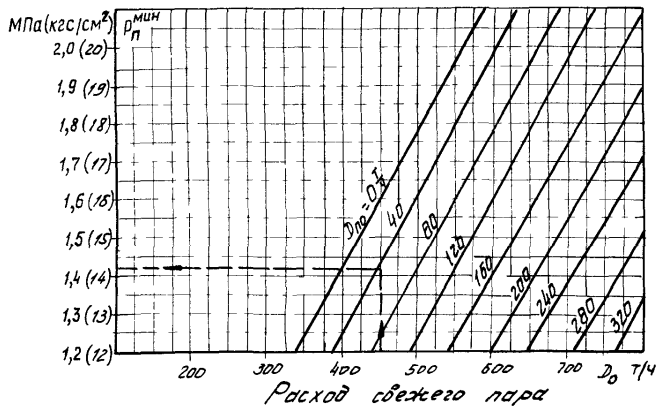


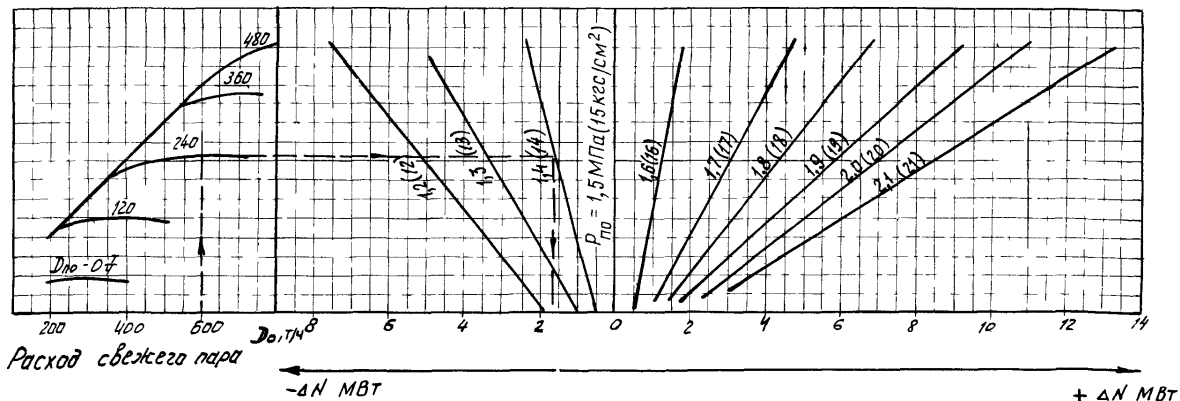
Рис. 8 Гд, в

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
ПОПРАВКИ К ДИАГРАММЕ РЕЖИМОВ (ОДНУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Тип ПТ-135/165-130/15 ТМЗ



д) Минимально возможное давление
в производственном отборе



е) Поправка на давление в производственном отборе

1. УСЛОВИЯ СОСТАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 ТМЗ составлена на базе тепловых испытаний трех турбин, проведенных предприятиями Уралтехэнерго на Волжской ТЭЦ и Пермской ТЭЦ-14 и Сибтехэнерго на Ново-Салаватской ТЭЦ, и отражает фактически достижимую экономичность турбоагрегата, работающего по заводской расчетной тепловой схеме (рис.1) и при следующих параметрах:

- давление пара перед стопорными клапанами - 13 МПа (130 кгс/см²);
- температура свежего пара перед стопорными клапанами - 555°C;
- номинальный расход свежего пара - 750 т/ч;
- максимально допустимый расход свежего пара - 760 т/ч;
- давление отработавшего пара:
 - а) для характеристики конденсационного режима с постоянным давлением пара в конденсаторе и характеристик работы с отборами для одно- и двухступенчатого подогрева сетевой воды - 0,0064 МПа (0,064 кгс/см²);
 - б) для характеристики конденсационного режима при постоянном расходе и температуре охлаждающей воды - в соответствии с тепловой характеристикой конденсатора (рис.55) при $W_{охл} = 12400 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $t_1^6 = 20^\circ\text{C}$;
- система регенерации высокого и низкого давления включена полностью: деаэрактор 0,6 МПа (6 кгс/см²) питается паром Ш или IУ отборов (при снижении давления в камере IУ отбора ниже 0,7 МПа ($\approx 7 \text{ кгс/см}^2$) пар на деаэрактор подается из Ш отбора);
- расход питательной воды равен расходу свежего пара;
- температура питательной воды и основного конденсата турбины соответствует зависимостям, приведенным на рис.6,7,31,37 и 38;
- прирост энтальпии питательной воды в питательном насосе - 5 ккал/кг;
- коэффициент полезного действия генератора соответствует гарантийным данным ПЭО "Электросила";

- диапазон регулирования давления: в производственном отборе - 1,2-2,1 МПа ($\approx 12-21 \text{ кгс/см}^2$), в верхнем теплофикационном отборе - 0,09-0,25 (0,9-2,5), в нижнем - 0,04-0,12 МПа ($\approx 0,4-1,2 \text{ кгс/см}^2$).

Положенные в основу Типовой энергетической характеристики данные испытаний обработаны с применением "Таблиц теплофизических свойств воды и водяного пара" (М.: Изд-во стандартов, 1969).

Конденсат греющего пара подогревателей высокого давления сливается каскадно в ПВД № 5, а из него подается в деаэрактор 0,6 МПа (6 кгс/см²). Конденсат греющего пара из ПВД № 4 сливается в ПВД № 3, откуда сливным насосом подается в линию за ПВД № 3. Конденсат греющего пара ПВД № 2 и I сливается в конденсатороборники соответственно верхнего и нижнего сетевых подогревателей, откуда сливными насосами подается в линию за ПВД № 2 и перед ПВД № 1. Конденсат пара производственного отбора полностью возвращается в деаэрактор 0,6 МПа (6 кгс/см²) при температуре 100°C.

Верхний и нижний сетевые подогреватели подключаются соответственно к УП и УШ отборам турбины. Конденсат греющего пара верхнего подогревателя подается в линию за ПВД № 2, нижнего - в линию перед ПВД № 1.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ, ВХОДЯЩЕГО В СОСТАВ ТУРБОУСТАНОВКИ

В состав турбоустановки наряду с турбиной входит следующее оборудование:

- генератор ТВВ-165-2 ЛПЭО "Электросила" с водородным охлаждением. Номинальный $\cos \varphi = 0,8$;
- три подогревателя высокого давления типа ПВ-880-230. Все ПВД снабжены встроенными пароохладителями и встроенными охладителями конденсата греющего пара;
- четыре подогревателя низкого давления: ПВД № 1 и 2 типа ПН-300-16-7П, ПВД № 3 и 4 типа ПН-400-25-7У;
- поверхностный двухпоточный конденсатор К-2-6000-1;
- два основных пароструйных эжектора ЭП-3-2-А;

- эжектор уплотнений ЭУ-120-1;
- эжектор пусковой ЭП-1-1100-1;
- сальниковый подогреватель ПН-250-16-7П;
- два подогревателя сетевой воды ПСГ-1300-3-8-1;
- три конденсатных насоса КСВ-320-160 с приводом от электродвигателей АВ-113-4 мощностью по 250 кВт (постоянно в работе два насоса, один в резерве);
 - сливной насос ПНД № 3 КС-80-155 мощностью 55 кВт;
 - три конденсатных насоса сетевого подогревателя № 1 КС-80-155 (в работе один или два насоса в зависимости от тепловой нагрузки);
 - два конденсатных насоса сетевого подогревателя № 2 КС-80-155 (в работе один или два насоса в зависимости от тепловой нагрузки) и один конденсатный насос КС-30-150 мощностью 22 кВт при работе с одноступенчатым подогревом сетевой воды.

3. КОНДЕНСАЦИОННЫЙ РЕЖИМ

При конденсационном режиме работы с отключенными регуляторами давления в отборах полный расход теплоты брутто, расход свежего пара и удельный расход теплоты брутто на выработку электроэнергии в зависимости от мощности на выводах генератора аналитически выражается следующими уравнениями:

- при постоянном давлении пара в конденсаторе

$$P_2 = 0,0064 \text{ МПа} \approx 0,064 \text{ кгс/см}^2;$$

$$D_0 = 3,55 N_T + 21,0 \text{ т/ч}; \quad (1)$$

$$Q_3 = 2000 + \frac{30,71}{N_T} 10^3 \text{ ккал/(кВт}\cdot\text{ч)}; \quad (2)$$

$$Q_0 = 2 N_T + 30,71 \text{ Гкал/ч}; \quad (3)$$

- при постоянном расходе и температуре охлаждающей воды ($W_{охл} = 12400 \text{ м}^3/\text{ч}$, $t_1^b = 20^\circ\text{C}$):

$$D_0 = 3,60 N_T + 13,72 \text{ т/ч}; \quad (4)$$

$$Q_3 = 2100 + \frac{19,17}{N_T} 10^3 \text{ ккал/(кВт}\cdot\text{ч)}; \quad (5)$$

$$Q_0 = 2,1 N_T + 19,17 \text{ Гкал/ч}. \quad (6)$$

Расходы теплоты и свежего пара определяются по приведенным выше зависимостям или по рис.2 и 3 с последующим введением необходимых поправок по рис.9-17.

Эти поправки учитывают все отклонения эксплуатационных условий от номинальных (от условий характеристики).

Система поправочных кривых охватывает весь диапазон возможных отклонений условий эксплуатации от номинальных, что обеспечивает возможность анализа работы турбоагрегата в условиях электростанции.

Поправки рассчитаны для условия сохранения постоянной мощности на выводах генератора. Знаки поправок соответствуют переходу от номинальных условий к фактическим.

При наличии двух и более отклонений поправки алгебраически суммируются.

4. РЕЖИМ РАБОТЫ С ОТПУСКОМ ПАРА И ТЕПЛОТЫ ИЗ РЕГУЛИРУЕМЫХ ОТБОРОВ

4.1. Для условий работы турбоустановки с отпуском пара и теплоты из регулируемых отборов в Типовой энергетической характеристике представлены два режима (с двухступенчатым и одноступенчатым подогревом сетевой воды), для которых приведены соответствующие диаграммы. Диаграммы режимов позволяют при заданных тепловой и электрической нагрузках и давлениях пара в регулируемых отборах определять значения расхода пара на турбину, а также зоны допустимых режимов работы турбоагрегатов.

Для использования типовых диаграмм режимов в эксплуатационных условиях приведены вспомогательные графические зависимости,

позволяющие определить поправки к мощности на выводах генератора на возможные отклонения условий работы турбоагрегата от принятых при построении диаграммы режимов.

Удельные расходы теплоты брутто на производство электроэнергии для соответствующих режимов работы следует определять непосредственно по графикам (рис. 72, 73), построенным по результатам специальных расчетов с использованием характеристик отсеков проточной части турбины. Расчет удельных расходов теплоты брутто непосредственно по диаграмме режимов дает менее точный результат.

На рис. 74, 77 приведены поправки к удельному расходу теплоты брутто на теплофикационных режимах на отклонение давлений свежего пара и пара производственного отбора от номинальных. Зависимость $\Delta q_T = f(p_0, D_0)$ приведена для режима с $q_T = 0$; значенные поправки должны быть скорректированы на наличие тепловой нагрузки с помощью выражения

$$\Delta q_T = \Delta q_T^{q_T=0} \pm (a_0 + a_1 N_T + a_2 N_T^2 + a_3 N_T^3) Q_T, \quad (7)$$

где Δq_T - поправка к удельному расходу теплоты брутто на отклонение давления свежего пара при отклонении от номинального, ккал/(кВт·ч);
 $\Delta q_T^{q_T=0}$ - поправка к удельному расходу теплоты брутто на отклонение давления свежего пара при отсутствии тепловой нагрузки, ккал/(кВт·ч);
 a_0, a_1, a_2, a_3 - коэффициенты уравнения (см. таблицу);
 N_T - заданная мощность турбины, МВт;
 Q_T - тепловая нагрузка, Гкал/ч.

Поправку к удельному расходу теплоты на отклонение давления пара в производственном отборе корректировать на тепловую нагрузку не требуется.

Поправка к удельному расходу теплоты брутто на отклонение температуры свежего пара не вводится ввиду ее малого значения.

Поправки рассчитаны для условий сохранения постоянной мощности на выводах генератора и постоянного отпуска тепла из регулируемых отборов.

КОЭФИЦИЕНТЫ УРАВНЕНИЯ (7)

Двухступенчатый режим					
Q_T (Гкал/ч)	50	100	150	200	250
a_0	$2,104 \cdot 10^{-2}$	$1,467 \cdot 10^{-2}$	$2,361 \cdot 10^{-1}$	$2,537 \cdot 10^{-1}$	1,536
a_1	$-7,218 \cdot 10^{-3}$	$-6,791 \cdot 10^{-4}$	$5,855 \cdot 10^{-3}$	$4,028 \cdot 10^{-3}$	$-4,396 \cdot 10^{-2}$
a_2	$8,353 \cdot 10^{-5}$	$9,928 \cdot 10^{-6}$	$-3,822 \cdot 10^{-5}$	$1,436 \cdot 10^{-5}$	$4,380 \cdot 10^{-4}$
a_3	$-3,135 \cdot 10^{-7}$	$-2,636 \cdot 10^{-8}$	$7,503 \cdot 10^{-8}$	$-2,306 \cdot 10^{-7}$	$-1,448 \cdot 10^{-6}$
Одноступенчатый режим					
Q_T (Гкал/ч)	50	100	150	200	250
a_0	$-1,295 \cdot 10^{-1}$	$-3,041 \cdot 10^{-1}$	$8,650 \cdot 10^{-2}$	$1,670 \cdot 10^{-1}$	2,464
a_1	$7,999 \cdot 10^{-3}$	$1,087 \cdot 10^{-2}$	$2,968 \cdot 10^{-4}$	$2,408 \cdot 10^{-3}$	$-5,345 \cdot 10^{-2}$
a_2	$-1,372 \cdot 10^{-4}$	$-1,131 \cdot 10^{-4}$	$-2,953 \cdot 10^{-5}$	$-9,686 \cdot 10^{-6}$	$-1,081 \cdot 10^{-4}$
a_3	$6,918 \cdot 10^{-7}$	$3,706 \cdot 10^{-7}$	$1,875 \cdot 10^{-7}$	$1,891 \cdot 10^{-7}$	$5,652 \cdot 10^{-6}$

Примечание. Положительные значения соответствуют повышению давления свежего пара относительно номинального, "отрицательные" - снижению.

Знаки поправок соответствуют переходу от номинальных условий к фактическим.

Электрическая мощность, развиваемая по теплофикационному циклу ($N_{TФ}$ МВт) за счет отпуска тепла из регулируемых отборов, определяется из выражения

$$N_{TФ} = (W_{TФ}^П Q_P + W_{TФ}^Т Q_T) 10^{-3}, \quad (8)$$

где $W_{TФ}^П, W_{TФ}^Т$ - соответственно удельная теплофикационная выработка электроэнергией паром производственного и теплофикационного отборов по рис. 60-62, кВт·ч/Гкал;

Q_P, Q_T - соответственно отпуск тепла из производственного и теплофикационного отборов, Гкал/ч.

Электрическая мощность, развиваемая по конденсационному циклу (N_{KH} МВт), определяется из выражения

$$N_{KH} = N_T - N_{TФ}. \quad (9)$$

4.2. При режиме работы турбоустановки с возвратом конденсата производственного отбора в линию основного конденсата между ПИД № 2 и 3 к мощности турбины необходимо вводить поправку по

рис.65, 66, расходы греющего пара ПНД № 3 и 4 находить по рис.67-70, значения удельных выработок электроэнергии паром производственного отбора - по рис.63, 64. Кроме того, при отличии давления пара в верхнем теплофикационном отборе (ВТО) от значения, принятого за номинальное, значение ΔN_T и $D_{ПНД \text{ № 3}}$ необходимо скорректировать с использованием рис.71 следующим образом:

$$\Delta N_T = (\Delta N_T)_{1,2} + (1,2 - P_{ТВ}^{\text{факт}}) \delta_{\Delta N_T}, \quad (10)$$

где $(\Delta N_T)_{1,2}$ - поправка к мощности турбины на переключение возврата конденсата производственного отбора из деаэратора в линию основного конденсата между ПНД № 2 и 3;

$P_{ТВ}^{\text{факт}}$ - давление в ВТО в заданных условиях, кгс/см²;

$\delta_{\Delta N_T}$ - определяется по рис.71, б.

Расход греющего пара ПНД № 3 определяется аналогично $D_{ПНД \text{ № 3}}$ по рис.71, а.

5. ПРАВИЛА ПОЛЬЗОВАНИЯ ДИАГРАММАМИ РЕЖИМОВ И ПОПРАВКАМИ К НИМ

Методика определения удельного расхода теплоты турбоустановкой

5.1. Для определения расхода свежего пара на турбину при заданных мощности, расходе пара в производственный отбор и отопительной нагрузке при различных отклонениях прочих параметров от расчетных значений сначала определяется расход свежего пара при расчетных значениях всех параметров. Для этого, переходя от шкалы мощности от заданной N_T (точка А) по наклонной прямой до заданной отопительной нагрузки (точка В) и по вертикали вверх до заданного производственного отбора (точка С), по шкале расходов определяется расход пара на турбину (точка Д). Затем с помощью соответствующих графиков в находятся поправки к мощности ΔN , которые прибавляются с соответствующими знаками к заданной мощности. Получается фиктивная мощность $N_T^{\text{ф}}$. По фиктивной мощности, заданным Q_T и $D_{ПД}$ аналогичным образом определяется действительный расход свежего пара.

Поправка на давление в производственном отборе определяется следующим образом.

По заданным D_0 и $D_{ПД}$ находится минимально возможное давление в производственном отборе (рис.80, д, 81, д). При $P_{П}^{\text{мин}} < 15 \text{ кгс/см}^2$ поправка берется по большему из значений $P_{П}$ или $P_{П}^{\text{мин}}$ (по рис. 80, ж, 81, ж).

При $P_{П}^{\text{мин}} > 15 \text{ кгс/см}^2$, если $P_{П} > P_{П}^{\text{мин}}$, поправка находится как разность поправок, взятых для $P_{П}$ и $P_{П}^{\text{мин}}$; если $P_{П} < P_{П}^{\text{мин}}$ - поправка равна 0.

Поправка на давление в теплофикационном отборе определяется аналогично с использованием рис.80, б, 81, б, 80, е, 81, е.

5.2. При двухступенчатом подогреве сетевой воды в зоне малых тепловых нагрузок (менее 20 Гкал/ч), а также при их отсутствии (конденсационный режим с включенными регуляторами) диаграмма режимов имеет следующую особенность: поправку на давление в отопительном отборе следует находить как сумму двух поправок, определенных по рис.80, г и 80, е и далее по формуле

$$\Delta N_{P_{ТВ}} = \Delta N_{P_{ТВ}}^{\text{доп}} \left(1 - \frac{Q_T}{20}\right) + \Delta N_{P_{ТВ}}^{\text{осн}}, \quad (11)$$

где $\Delta N_{P_{ТВ}}^{\text{доп}}$ - дополнительная поправка к мощности турбины (рис.80, е), МВт;

$\Delta N_{P_{ТВ}}^{\text{осн}}$ - поправка к мощности турбины на отключение давления в ВТО (рис.80, г), МВт.

5.3. В случае работы турбоагрегата в режиме с отпуском пара из производственного отбора при тепловой нагрузке, равной нулю, и отключенных регуляторах давления в теплофикационных отборах при определении расхода свежего пара на турбину следует пользоваться верхним квадрантом диаграммы режимов для одноступенчатого подогрева сетевой воды. Кроме необходимых для определения D_0 поправок к мощности (ΔN_{P_0} , ΔN_{t_0} и др.) в этом случае следует вводить поправку на отклонение давления в нижнем теплофикационном отборе (НТО) от номинального значения ($P_{ТН} = 0,8 \text{ кгс/см}^2 \approx 0,08 \text{ МПа}$) до реально достигаемого в данном режиме давления. Значение давления в НТО в случае отключения регулятора давления следует определить по рис.81, б.

5.4. Для определения удельного расхода теплоты турбоустановкой следует:

- определить расход свежего пара на турбину в заданных условиях;
- определить отпуск тепла из производственного отбора по формуле

$$Q_{п0} = D_{п0} (i - 100,2) 10^{-3}; \quad (12)$$

- определить фиктивную мощность турбины по формуле

$$N_{T1}^{\Phi} = N_T + K Q_T + \Delta N_{P_2} + \Delta N_{t_2}, \quad (13)$$

где K - удельное изменение мощности турбины при изменении тепловой нагрузки (МВт·ч/Гкал), равное 0,1968 для двухступенчатого режима и 0,1584 для одноступенчатого режима;

ΔN_{P_2} - поправка к мощности турбины на отклонение давления отработавшего пара;

ΔN_{t_2} - поправка к мощности турбины на отклонение температуры обратной сетевой воды от 53°C;

- определить расход пара на входе в ЦСНД по рис.72 и 73:

$$D_{цснд1}^{\wedge} = f(N_{T1}^{\Phi}; Q_{п});$$

- определить поправку к мощности турбины на отклонение давления в теплофикационном отборе по рис. 80,г или 81,г (в верхнем или нижнем в зависимости от режима подогрева сетевой воды) от номинального, уточнить значение фиктивной мощности и определить новый расход на входе в ЦСНД:

$$\begin{aligned} \Delta N_{P_T} &= f(D_{цснд1}^{\wedge}; P_T; Q_T); \\ N_{T2}^{\Phi} &= N_{T1}^{\Phi} + \Delta N_{P_T}; \\ D_{цснд2}^{\wedge} &= f(N_{T2}^{\Phi}; Q_{п}); \end{aligned} \quad (14)$$

- уточнить значение поправки к мощности на давление в теплофикационном отборе и снова определить значение фиктивной мощности:

$$\Delta N_{P_{TB}} = f(D_{цснд2}^{\wedge}; P_T; Q_T); \quad (15)$$

$$N_{T3}^{\Phi} = N_{T1}^{\Phi} + \Delta N_{P_{TB}};$$

- сравнить значение N_{T3}^{Φ} с предыдущим значением фиктивной мощности. Расчет вести до тех пор, пока

$$|N_{T(n+1)}^{\Phi} - N_{T(n)}^{\Phi}| < 0,5;$$

- по найденному значению $N_{T(n+1)}^{\Phi}$ необходимо определить значение фиктивного удельного расхода теплоты брутто по рис.72 и 73:

$$q_{T}^{\Phi} = f(N_{T(n+1)}^{\Phi}; Q_{п});$$

- искомым удельный расход теплоты брутто следует находить из выражения

$$q'_{T} = \frac{q_{T}^{\Phi} N_{T(n+1)}^{\Phi} - Q_T}{N_T}, \quad (16)$$

где $N_{T(n+1)}^{\Phi}$ - фиктивная мощность турбины, полученная в последнем приближении, кВт;

q_{T}^{Φ} - удельный расход теплоты брутто, определенный по фиктивной мощности и заданному $Q_{п}$, ккал/(кВт·ч);

- при наличии отклонений давления свежего пара и давления пара производственного отбора от номинальных значений удельный расход теплоты следует скорректировать по формуле

$$q_T = q'_T + \Delta q_{P_0} + \Delta q_{P_n}, \quad (17)$$

где q'_T - удельный расход теплоты брутто при номинальных параметрах свежего пара и пара производственного отбора, ккал/(кВт·ч);

Δq_{P_0} - поправка к удельному расходу теплоты брутто на отклонение давления свежего пара, ккал/(кВт·ч);

Δq_{P_n} - поправка к удельному расходу теплоты брутто на отклонение давления пара производственного отбора от номинального, ккал/(кВт·ч).

Для одноступенчатого режима расчет выполняется аналогично с использованием рис.73 и 81,г.

5.5. При двухступенчатом подогреве сетевой воды в зоне малых тепловых нагрузок или при режиме работы с отпуском пара из производственного отбора при отсутствии тепловой нагрузки, но с включенным регулятором давления в верхнем теплофикационном отборе поправку $\Delta N_{P_{TB}}$ следует находить согласно п.5.2.

5.6. В случае режима работы с отпуском пара из производственного отбора при нулевой тепловой нагрузке и отключенных регуляторах давления в теплофикационных отборах для определения удельного расхода теплоты брутто следует пользоваться рис.73.

Расчет проводится в следующем порядке:

- определить давление по рис.81,б,
- определить поправку к мощности турбины на отклонение давления в НТО по рис.81,г;
- определить фиктивную мощность турбины по формуле

$$N_{TH}^{ф} = N_T + \Delta N_{P_{TH}} + \Delta N_{P_2}, \quad (18)$$

где $\Delta N_{P_{TH}}$ - поправка к мощности турбины на отклонение давления в НТО, МВт.

Далее порядок определения удельного расхода теплоты соответствует изложенному в п.5.4.

Поправки к удельному расходу теплоты на отклонение давления свежего пара и производственного отбора следует брать по рис.75 и 77.

Знаки поправок соответствуют знакам выражений:

$$(1,2 - P_{TB}^{факт}), \quad (19)$$

$$(0,8 - P_{TH}^{факт}). \quad (20)$$

Знак поправки $\Delta N_{P_2}^{факт}$ соответствует знаку выражения

$$(0,064 - P_2^{факт}) \quad (21)$$

Знак поправки ΔN_{T_2} соответствует знаку выражения

$$(53 - T_2) \quad (22)$$

6. ПРИМЕРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСХОДА СВЕЖЕГО ПАРА, УДЕЛЬНОЙ ВЫХОДЯЩИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ТЕПЛОТЫ БРУТТО ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТУРБОАГРЕГАТА ПРИ ОТКЛОНЕНИИ ЗАДАННЫХ УСЛОВИЙ ОТ НОМИНАЛЬНЫХ

Пример 1. Конденсационный режим.

Дано: $N_T = 100$ МВт; $P_0 = 12,5$ МПа ≈ 125 кгс/см²; $t_0 = 500^\circ\text{C}$;
 $P_2 = 0,005$ МПа $\approx 0,05$ кгс/см²; тепловая схема - расчетная.

Определить расход свежего пара и удельный расход теплоты при заданных условиях.

Последовательность и результаты расчета приведены в табл.П1.

Пример 2. Режим с отпуском пара и теплоты из регулируемых отборов, двухступенчатый подогрев сетевой воды.

Дано: $N_T = 106,5$ МВт; $D_{HO} = 240$ т/ч; $Q_T = 60$ Гкал/ч;
 $P_{TB} = 0,16$ МПа $\approx 1,6$ кгс/см²; $t_0 = 550^\circ\text{C}$;
 $P_2 = 0,0045$ МПа $\approx 0,045$ кгс/см²; $T_2 = 43^\circ\text{C}$.

Определить расход свежего пара и мощность, развиваемую по теплофикационному и конденсационному циклам.

Последовательность и результаты расчетов приведены в табл.П2.

Пример 3. Режим с отпуском пара и теплоты из регулируемых отборов, одноступенчатый подогрев сетевой воды.

Дано: $N_T = 106,5$ МВт; $D_{HO} = 240$ т/ч; $Q_T = 60$ Гкал;
 $P_{TH} = 0,1$ МПа $\approx 1,0$ кгс/см²; $P_H = 1,3$ МПа ≈ 13 кгс/см²;
 $P_0 = 13,5$ МПа ≈ 35 кгс/см²; $t_0 = 550^\circ\text{C}$;
 $P_2 = 0,005$ МПа $\approx 0,05$ кгс/см².

Определить расход свежего пара и мощность, развиваемую по теплофикационному и конденсационному циклам.

Последовательность и результаты расчета приведены в табл.П3.

Пример 4. Режим с двухступенчатым подогревом сетевой воды в зоне малых тепловых нагрузок (менее 20 Гкал/ч).

Дано: $N_T = 106,5$ МВт; $D_{HO} = 240$ т/ч; $Q_T = 10$ Гкал/ч;
 $P_{TB} = 0,16$ МПа $\approx 1,6$ кгс/см²;
 остальные параметры - номинальные.

Определить расход свежего пара на турбину.

Последовательность и результаты расчета приведены в табл.П3.

Пример 5. Определение удельного расхода теплоты турбоустановкой на теплофикационных режимах.

Дано - см.примеры 2 и 3.

Последовательность и результаты расчета приведены в табл.П4.

Т а б л и ц а III

Показатель	Обозначение	Размерность	Способ определения	Полученное значение
Расход свежего пара в номинальных условиях	$D_0^{НОМ}$	т/ч	Рис.2	376
Удельный расход теплоты брутто в номинальных условиях	$q_3^{НОМ}$	ккал/(кВт·ч)	Рис.2	2307
Поправки к расходу свежего пара на отклонение заданных условий от номинальных:				
давления свежего пара	$\alpha_{D_0}^{P_0}$	%	Рис.8	-0,35
температуры свежего пара	$\alpha_{D_0}^{t_0}$	%	Рис.9	-0,60
давления отработавшего пара	$\alpha_{D_0}^{P_2}$	%	Рис.17	-0,25
Суммарная поправка к расходу свежего пара	$\Sigma \alpha_{D_0}$	%	$\alpha_{D_0}^{P_0} + \alpha_{D_0}^{t_0} + \alpha_{D_0}^{P_2}$	-1,20
Поправки к удельному расходу теплоты брутто на отклонение заданных условий от номинальных:				
давления свежего пара	$\alpha_{q_3}^{P_0}$	%	Рис.8	-0,50
температуры свежего пара	$\alpha_{q_3}^{t_0}$	%	Рис.9	-1,20
давления отработавшего пара	$\alpha_{q_3}^{P_2}$	%	Рис.17	-0,23
Суммарная поправка к удельному расходу теплоты	$\Sigma \alpha_{q_3}$	%	$\alpha_{q_3}^{P_0} + \alpha_{q_3}^{t_0} + \alpha_{q_3}^{P_2}$	-1,93
Расход свежего пара в заданных условиях	D_0	т/ч	$D_0 = D_0^{НОМ} \left(1 + \frac{\Sigma \alpha_{D_0}}{100}\right)$	371,50
Удельный расход теплоты брутто в заданных условиях	q_3	ккал/(кВт·ч)	$q_3 = q_3^{НОМ} \left(1 + \frac{\Sigma \alpha_{q_3}}{100}\right)$	2262,5
Полный расход теплоты на турбину	Q_0	Гкал/ч	$Q_0 = q_3 N_T 10^{-3}$	226,25

Т а б л и ц а П 2

Показатель	Обозначение	Размерность	Двухступенчатый режим		Одноступенчатый режим	
			Способ определения	Полученное значение	Способ определения	Полученное значение
Расход свежего пара на турбину в номинальных условиях	$D_0^{ном}$	т/ч	Рис. 78 (см.вклейку)	600	Рис. 79 (см.вклейку)	585
Расход пара на входе в ЦСНД	$D_{цснд}^{вх}$	т/ч	Рис. 78	256	Рис. 79	240
Минимально возможное давление в производственном отборе	$p_{п}^{мин}$	МПа(кгс/см ²)	Рис. 80,д	12	Рис. 81,д	12
Поправка к мощности на отклонение давления пара производственного отбора	$\Delta N_{p_{п}}$	МВт	Рис. 80,ж	-3,15	Рис. 81,е	-3,35
Поправка к мощности на отклонение давления свежего пара	ΔN_{p_0}	МВт	Рис. 80,а	+0,27	Рис. 81,а	+0,27
Поправка к мощности на отклонение температуры свежего пара	ΔN_{t_0}	МВт	Рис. 80,в	+0,86	Рис. 81,в	+0,77
Минимально возможное давление в теплофикационном отборе	$p_{т}^{мин}$	МПа(кгс/см ²)	Рис. 80,б	0,73	Рис. 81,б	0,40
Поправка к мощности на давление в теплофикационном отборе	$\Delta N_{p_{т}}$	МВт	Рис. 80,г	+2,75	Рис. 81,г	+2,4
Расход пара в конденсатор	D_2	т/ч	Рис. 47	100	Рис. 48	94
Поправка к мощности на давление обработавшего пара	ΔN_{p_2}	МВт	Рис. 54	-1,14	Рис. 54	-1,14
Поправка к мощности на температуру обратной сетевой воды	ΔN_{τ_2}	МВт	Рис. 80,а	-0,55	Поправка не вводится	
Фиктивная мощность турбины	$N_{т}^{\phi}$	МВт	$N_{т}^{\phi} = N_{т} + \Delta N_{p_0} + \Delta N_{t_0} + \Delta N_{p_{п}} + \Delta N_{p_{тв}} + \Delta N_{p_2} + \Delta N_{\tau_2}$	105,34	$N_{т}^{\phi} = N_{т} + \Delta N_{p_0} + \Delta N_{t_0} + \Delta N_{p_{п}} + \Delta N_{p_{тн}} + \Delta N_{p_2}$	105,45
Расход свежего пара на турбину в заданных условиях	D_0	т/ч	Рис. 78	596	Рис. 79	583
Удельная теплофикационная выработка электроэнергии паром производственного отбора	$W_{тф}^{\Pi}$	(кВт·ч)/Гкал	Рис. 60	266,0	Рис. 60	264,0
Удельная теплофикационная выработка электроэнергии паром теплофикационного отбора	$W_{тф}^{\tau}$	(кВт·ч)/Гкал	Рис. 61	573,5	Рис. 62	583,5

Показатель	Обозначение	Размерность	Двухступенчатый режим		Одноступенчатый режим	
			Способ определения	Полученное значение	Способ определения	Полученное значение
Энтальпия пара производственного отбора	i_p	ккал/кг	Рис. 21	714,7	Рис. 21	715,2
Отпуск тепла из производственного отбора	Q_p	Гкал/ч	Ф.(II)	147,48	Ф.(II)	147,60
Мощность турбины, развиваемая по теплофикационному циклу	$N_{тф}$	МВт	Ф.(8)	73,64	Ф.(8)	73,98
Мощность турбины, развиваемая по конденсационному циклу	$N_{кн}$	МВт	Ф.(9)	35,52	Ф.(9)	32,86

Т а б л и ц а 113

Показатель	Обозначение	Размерность	Способ определения	Полученное значение
Расход свежего пара в номинальных условиях	$D_0^{ном}$	т/ч	Рис. 78	556,0
Поправка к мощности на изменение давления в ВТО	$\Delta N_{рТВ}$	МВт	Рис. 80,г	+2,8
Дополнительная поправка к мощности турбины	$\Delta N_{рТВ}^{доп}$	МВт	Рис. 80,е	-5,10
Фиктивная мощность турбины	$N_T^ф$	МВт	$N_T^ф = N_T + \Delta N_{рТВ}^{осн} + \Delta N_{рТВ}^{доп} \left(1 - \frac{Q_T}{20}\right)$	106,75
Расход свежего пара на турбину в заданных условиях	D_0	т/ч	Рис. 78	557

Т а б л и ц а П4

Показатель	Обозначение	Размерность	Способ определения	Полученное значение
Расход свежего пара на турбину	D_0	т/ч	См.табл.П2	598
Количество тепла, отпускаемое из производственного отбора	Q_{Π}	Гкал/ч	См.табл.П2	147,48
Поправка к мощности на давление отработавшего пара	ΔN_{P_2}	МВт	См.табл.П2 Знак соответствует выражению (21)	+1,14
Поправка к мощности на отклонение температуры обратной сетевой воды	ΔN_{T_2}	МВт	См.табл.П2 Знак соответствует выражению (22)	+0,55
Фиктивная мощность турбины	$N_{TB \times 1}^{\Phi}$	МВт	Ф.(12)	120
Расход пара на входе в ЦСНД	$D_{\text{цснд}1}^{\delta x}$	т/ч	Рис. 72	258
Поправка к мощности на отклонение давления в ВТО	$\Delta N_{P_{TB1}}$	МВт	Рис. 80,г Знак соответствует выражению (19)	-2,75
Уточненное значение фиктивной мощности в первом приближении	N_{T2}^{Φ}	МВт	Ф.(14)	117,25
Новый расход пара на входе в ЦСНД	$D_{\text{цснд}2}^{\delta x}$	т/ч	Рис. 72	252,8
Уточненное значение поправки к мощности турбины на отклонение давления в ВТО	$\Delta N_{P_{TB2}}$	МВт	Рис. 80,г	-2,85
Уточненное значение фиктивной мощности при втором приближении	N_{T3}^{Φ}	МВт	Ф.(15)	117,15
Фиктивный удельный расход теплоты	$q_{\Gamma T}^{\Phi}$	ккал/(кВт.ч)	Рис. 72	1810,0
Удельный расход теплоты турбоустановкой при номинальных параметрах свежего пара и пара производственного отбора	$q_{\Gamma T}^i$	ккал/(кВт.ч)	Ф.(16)	1427,7
Поправка к удельному расходу теплоты на отклонение давления свежего пара от номинального	$\Delta q_{\Gamma T}^{P_0}$	ккал/(кВт.ч)	Ф.(7), Рис. 74	+4,67
Поправка к удельному расходу теплоты на отклонение давления пара в производственном отборе	$\Delta q_{\Gamma T}^{P_{\Pi}}$	ккал/(кВт.ч)	Рис. 76	-24
Удельный расход теплоты в заданных условиях	q_{Π}	ккал/(кВт.ч)	Ф.17	1408,4

7. ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Показатель	Обозначение
Мощность, МВт:	
на выводах генератора	N_T
внутренняя цилиндра высокого давления	$N_{цВД}^i$
внутренняя цилиндра низкого давления	$N_{цСНД}^i$
развиваемая по теплофикационному циклу	$N_{ТФ}$
развиваемая по конденсационному циклу	$N_{КН}$
Суммарные потери турбоагрегата	$\Delta N_{пот}$
Электромеханический КПД турбины	$\eta_{эм}$
Расход пара, т/ч:	
свежего на турбину	D_0
отпускаемого из производственного отбора	$D_{по}$
сквозного потока цилиндра высокого давления	$D_{цВД}^{скв}$
на входе в цилиндр низкого давления	$D_{цСНД}^{\delta x}$
из первой и второй камер переднего уплотнения ЦВД	$D_{Гпу}^{цВД}, D_{IIпу}^{цВД}$
на входе в часть низкого давления	$D_{чнд}^{\delta x}$
отработавшего пара в конденсатор	D_2
Расход питательной воды, т/ч	$G_{пв}$
Расход конденсата через ПНД № 4, т/ч	$G_{ок ПНД №4}$
Расход охлаждающей воды через конденсатор, м ³ /ч	$W_{охл}$
Давление пара, МПа (кгс/см²):	
свежего (перед стопорным клапаном)	P_0
за регулирующими клапанами	$P_{кл}^I, P_{кл}^{II}, P_{кл}^{III}, P_{кл}^{IV}$

Показатель	Обозначение
за регулирующей ступенью	$P_{р.ст}$
в камерах нерегулируемых отборов	$P_{II}, P_{III}, P_{V}, P_{VI}$
в камере производственного отбора	$P_{п}$
в камере верхнего теплофикационного отбора	$P_{ТВ}$
в камере нижнего теплофикационного отбора	$P_{ТН}$
отработавшего (в конденсаторе)	P_2
Температура (°С), энтальпия (ккал/кг):	
свежего пара	t_0, i_0
пара в камере производственного отбора	$i_{п}$
пара в камере верхнего теплофикационного отбора	$i_{ТВ}$
пара в камере нижнего теплофикационного отбора	$i_{ТН}$
питательной воды	$t_{пв}, i_{пв}$
питательной воды за ПВД	$t_5, t_6, t_7, i_5', i_6', i_7'$
основного конденсата за ПНД	$t_2, t_3, t_4, i_2', i_3', i_4'$
конденсата пара соответственно производственного и теплофикационных отборов, поступающих в тепловую схему турбины	$t_{рег}^п, i_{рег}^п, t_{рег}^{ТВ}, i_{рег}^{ТВ}, t_{рег}^{ТН}, i_{рег}^{ТН}$
охлаждающей воды на входе в конденсатор и на выходе из него	$t_1^в, t_2^в$
недогрев конденсата и питательной воды	δt
Внутренний относительный КПД, %	η_{oi}
Расход тепла, Гкал/ч:	
на турбину	Q_0
на выработку электроэнергии	$Q_э$

Показатель	Обозначение	Показатель	Обозначение
Отпуск тепла из производственного отбора, Гкал/ч	$Q_{п}$	Удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу при отпуске тепла соответственно из теплофикационного и производственного отборов, кВт·ч/Гкал: $\gamma \frac{I}{q} = 0,278 \text{ кг/с}$ $\gamma \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} = 0,098 \text{ МПа}$ $\gamma \frac{\text{ккал}}{\text{кг}} = 4,1868 \text{ кДж/кг}$	$W_{тф}^T, W_{тф}^п$
Отпуск тепла из теплофикационного отбора, Гкал/ч	$Q_{т}$		
Удельный расход тепла брутто на турбину на выработку электроэнергии, ккал/(кВт·ч)	$q_{т}$		

Ответственный редактор Н.К.Демурова
 Литературный редактор З.И.Игнаткова
 Технический редактор Н.Т.Леонтьева
 Корректор К.И.Миронова

Подписано к печати 20.04.84

Печ.л. 10,75

Заказ №136/84

(усл.-печ.л. 10,0)

Уч.-изд.л. 10,6

Издат. № 299/83

Формат 60x84 1/8

Тираж 1050 экз.

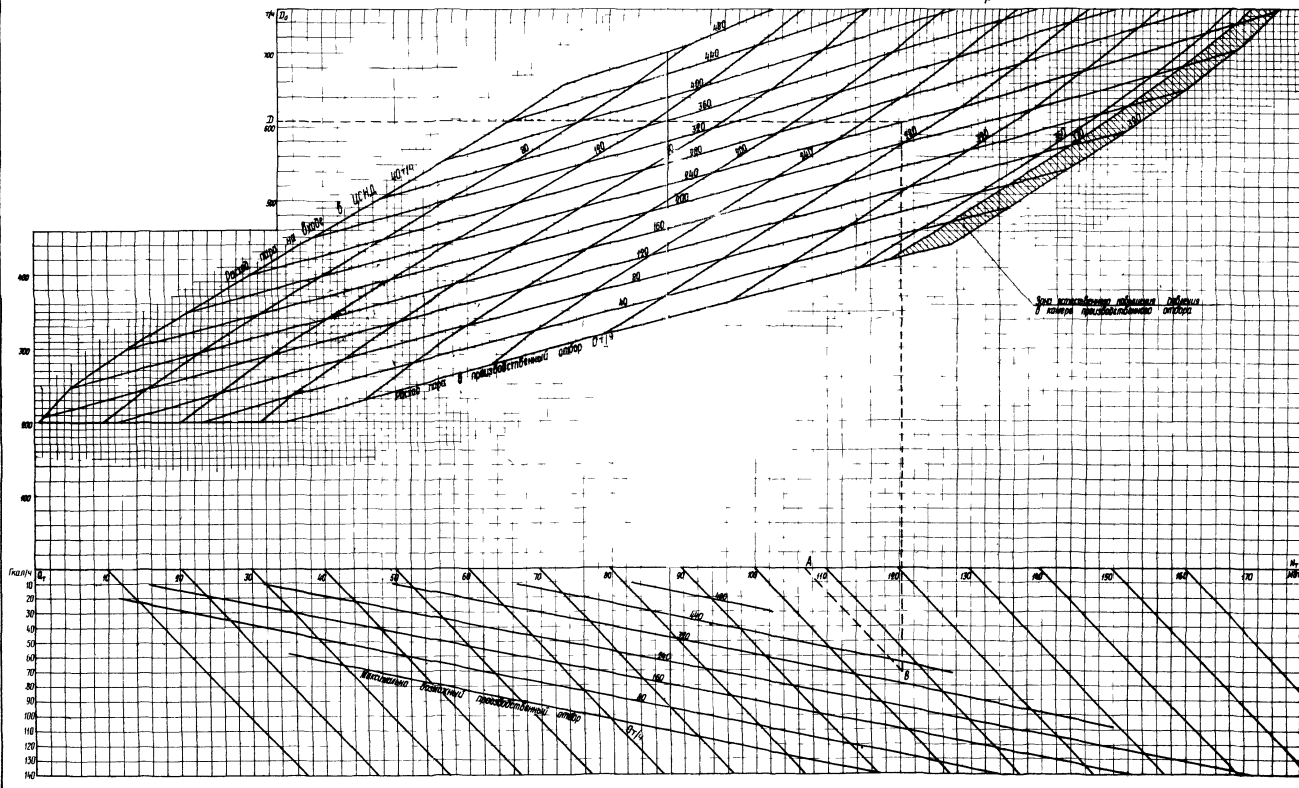
Цена 1 руб.59 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Совзтехэнерго
 105023, Москва, Семеновский пер., д.15

Участок оперативной полиграфии СПО Совзтехэнерго
 117292, Москва, ул.Ивана Бабушкина, д.23, корп.2

ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ДИАГРАММА РЕЖИМОВ (ДУХУСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Условия $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$; $t_0 = 555^\circ\text{C}$; $P_{10} = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $P_2 = 0,0064 \text{ МПа} (0,064 \text{ кгс/см}^2)$; $t_{\text{обг}} = 53^\circ\text{C}$; $P_{\text{тг}} = 0,12 \text{ МПа} (1,2 \text{ кгс/см}^2)$



ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА
 ДИАГРАММА РЕЖИМОВ (ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ РЕЖИМ)

Условия: $P_0 = 13 \text{ МПа} (130 \text{ кгс/см}^2)$; $t_0 = 555^\circ\text{C}$; $P_{10} = 1,5 \text{ МПа} (15 \text{ кгс/см}^2)$; $P_2 = 0,0064 \text{ МПа} (0,064 \text{ кгс/см}^2)$; $t_{\text{доп}} = 53^\circ\text{C}$; $P_{\text{ТН}} = 0,08 \text{ МПа} (0,8 \text{ кгс/см}^2)$

