


ОАО "ТУРБОАТОМ"

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ВЫРАБОТКИ РЕСУРСА
РОТОРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ЦНД-II
ТУРБИНЫ К-1000-60/1500-2 БЛОКА №1
БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Главный конструктор
паровых и газовых турбин
 В.Л.ШВЕЦОВ

Харьков,
2011г.

	Стр.
Введение	3
1 Выбор эксплуатационных режимов для расчета	5
2 График пуска турбины из холодного состояния	6
3 Расчеты тепловых процессов в турбине	6
4 Расчеты изменения температурного поля РНД	8
4.1 Общие положения	8
4.2 Изменение температурного поля РНД при ПХС	10
4.3 Исследование термонапряженного состояния РНД	11
5 Расчет ротора на малоцикловую усталость	16
6 Расчет накопленной циклической повреждаемости	20
7 Заключение	21
8 Литература	22
Приложение 1. Данные о пусках блока №1 Балаковской АЭС.	
Приложение 2. Контроль ротора НД турбины К-1000-60/1500-2	

ВВЕДЕНИЕ

Турбина К-1000-60/1500-2 блока N1 Балаковской АЭС заводской N 112006 производства Харьковского турбинного завода (ОАО "Турбоатом") введена в эксплуатацию на Балаковской АЭС в декабре 1985г. Срок службы в соответствии с техническими условиями на турбину [1] - 30 лет.

Турбина конденсационная номинальной мощностью 1000 МВт со скоростью вращения ротора 1500 об/мин.

Турбина рассчитана для работы свежим паром с давлением 60 ата и температурой 274°C с промежуточным перегревом до 250°C.

Турбина представляет собой одновальный четырехцилиндровый агрегат, состоящий из цилиндра высокого давления (ЦВД) и трех цилиндров низкого давления.

При оценке остаточного ресурса турбины К-1000-60/1500-2, определяющими деталями являются ротор высокого давления (РВД) и роторы низкого давления (РНД).

Выработка ресурса роторов турбин, в соответствии с действующей в РФ нормативной документацией [2], определяется ползучестью на расточке роторов и повреждаемостью от малоциклового усталости (МЦУ) в местах концентрации температурных напряжений на наружной поверхности.

В турбине К-1000-60/1500-2 сварной РНД выполнен из стали 25Х2НМФА.

При номинальной нагрузке турбины расчетная температура пара, омывающего ротора, в зоне первой ступени РНД - 164°C.

При работе этой низколегированной хромоникельмолибденовой стали при температуре ниже 420°C ползучесть не проявляется [2].

Исходя из этого, выработка ресурса ротора турбины К-1000-60/1500-2 определяется повреждаемостью от МЦУ, нако-

пленной за время эксплуатации.

Расчет накопленной повреждаемости ротора является чрезвычайно сложной комплексной задачей, включающей:

- сбор информации об эксплуатации турбины;
- выбор эксплуатационных режимов для расчета;
- построение графиков пуска к этим режимам;
- расчеты тепловых процессов к этим графикам для определения граничных условий теплообмена;
- определение начальной температуры ротора для рассматриваемых режимов;
- расчеты изменения температурного поля ротора при выбранных эксплуатационных режимах;
- анализ изменения температурного поля ротора для выбора моментов времени, в которых возникают экстремальные термонапряженные состояния (ТНС) ротора;
- расчеты ТНС ротора для этих моментов;
- построение циклов ТНС, расчет их допустимого количества и определение повреждаемости ротора от одного цикла;
- по фактическому количеству отработанных циклов определяется выработка ресурса для каждого типа цикла и их суммированием определяется выработка ресурса ротора.

По результату выполненной расчетной оценки выработки ресурса ротора и результату обследования состояния металла может быть принято решение по продлению ресурса ротора турбины блока N1 Балаковской АЭС.

1. ВЫБОР ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ДЛЯ РАСЧЕТА.

Повреждаемость от МЦУ считается по амплитуде максимальных напряжений в роторе (положительные и отрицательные напряжения при расчетном цикле ТНС в зависимости от режима работы). В роторе максимальные напряжения имеют место у наружной поверхности, что обусловлено характером распределения температуры в роторах и наличием здесь концентраторов напряжений в виде придисковых галтелей, тепловых канавок диафрагменных, концевых и промежуточных уплотнений.

Для построения циклов ТНС РНД используется режим пуска (температурные напряжения сжатия на поверхности, обусловленные прогревом ротора). Режим останова для РНД, поскольку температура пара за СПП при останове остается неизменной, не рассматривается. После отключения турбины защитами захлаживание роторов при выбеге незначительное, что позволяет не учитывать его в термоциклике.

В [3] показано, что расчет накопленной циклической повреждаемости ротора вместо суммирования повреждаемостей от различных типов эксплуатационных циклов (в зависимости от продолжительности предварительного простоя) допускается выполнять с использованием только одного типа цикла - "ПХС-СР-Останов", количество которых приравнивается к полному количеству пусков за все время эксплуатации. Вносимая таким подходом неточность (погрешность) не превышает 2% по сравнению с расчетом учитывающим три типа эксплуатационного цикла - "ПХС-СР-Останов", "ПНС-СР-Останов", "ПГС-СР-Останов".

Такая методика расчета позволяет значительно упростить необходимые расчеты, сделав ненужным сложный и трудоемкий

расчет остывания ЦВД, исключить последующую группировку пусков по типам циклов, расчеты тепловых процессов в турбине для других типов пусков, расчеты температурных полей ротора и расчеты повреждаемости по другим типам циклов.

Остановы турбин АЭС в большинстве случаев носят вынужденный характер и продолжительность простоя (от чего зависит режим последующего пуска) определяется временем, необходимым для ликвидации причины останова.

Балаковская АЭС для определения выработки ресурса ротора турбины блока N1 предоставила сведения об остановах с начала эксплуатации по июнь 2011г. (см. Приложение 1). Общее количество остановов турбины за этот период времени равняется 182.

2. ГРАФИК ПУСКА ТУРБИНЫ ИЗ ХОЛОДНОГО СОСТОЯНИЯ

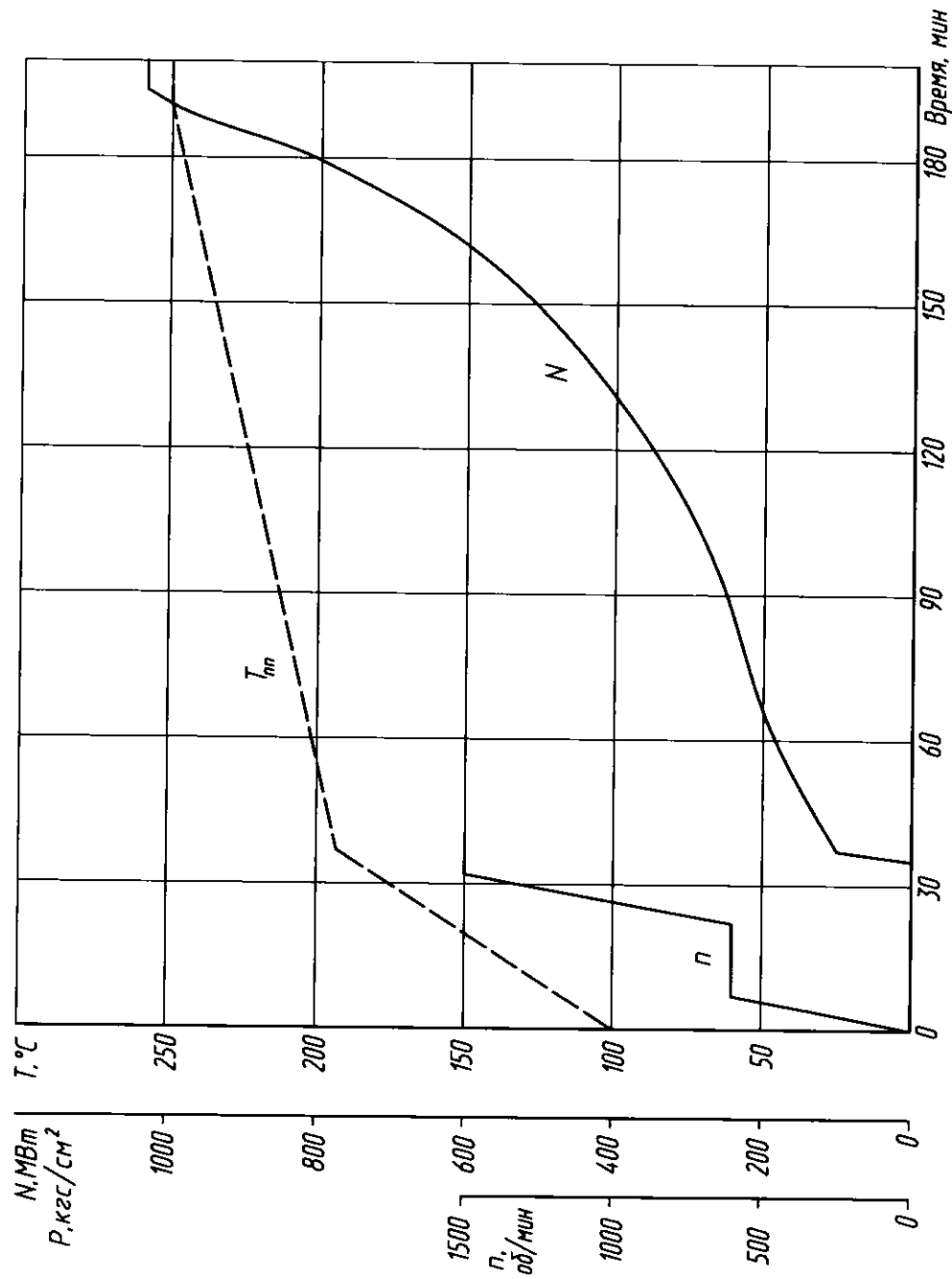
График пуска турбины из холодного состояния приведен в инструкции по эксплуатации [4] и представлен на рис.1. Турбина от толчка роторов до взятия номинальной нагрузки пускается за $\Delta t = 192$ мин, нагрузка берется за $\Delta t = 157$ мин. Температура пара за СПП в ходе нагружения меняется линейно от 185°C до 250°C .

3. РАСЧЕТЫ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ТУРБИНЕ

Для формирования граничных условий в расчетах изменения температурных полей роторов выполнены расчеты тепловых процессов для пуска турбины из холодного состояния по программе [5].

Для пуска выполнено 10 расчетов теплового процесса (для дискретных моментов времени). При развороте турбины

ГРАФИК ПУСКА ТУРБИНЫ ИЗ ХОЛОДНОГО СОСТОЯНИЯ ($T_{\text{нк}} \leq 80^{\circ}\text{C}$)



N – мощность турбины
 $T_{\text{м}}$ – температура пара перед ЦНД
 n – частота вращения

Рис. 1

посчитаны режимы $n=600$ об/мин, выход на холостой ход с учетом ускорения ротора и для момента синхронизации с учетом потерь в генераторе.

Отборы пара на регенерацию учитывались, начиная с момента взятия начальной нагрузки.

4. РАСЧЕТЫ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ РНД

4.1 Общие положения

Расчеты изменения температурного поля сварного РНД выполнялись по программе [6], разработанной Кафедрой турбиностроения Харьковского политехнического института совместно с ОАО "Турбоатом".

Ротор рассматривается как однородное изотропное тело. Предполагается, что граничные условия и начальное распределение температуры осесимметричны. Это позволяет свести нестационарную трехмерную задачу теплопроводности к двумерной.

При решении нестационарной задачи применен метод конечных элементов в сочетании с разностной схемой Кранка-Никольсона для дискретизации по времени.

Связь между деформациями и перемещениями определяется зависимостью Коши, а между напряжениями и деформациями – законом Гука. Выводимые на печать результаты расчета могут выдаваться в центрах конечных элементов, в виде изолиний температуры металла или интенсивности напряжений, или в виде графиков изменения температуры и напряжений в радиальном или осевом сечении.

В расчетной схеме ротора дается описание геометрии и разбивка на участки по изменению граничных условий с описанием характера теплообмена. В зонах концевых уплотнений разбивка на участки производится с учетом схемы концевых уплотнений.

Воздух, оставшийся в полостях ротора при сварке в нагретом состоянии (давление при нормальной температуре $0,4 \text{ кгс/см}^2$), не оказывает существенного влияния на распределение температур по радиусу ротора при его прогреве [7], что позволяет не учитывать теплообмен в полостях.

Теплофизические свойства стали 25Х2НМФА по данным ЦЗЛ ОАО "Турбоатом" приведены в таблице 1.

Таблица 1

Теплофизические свойства стали 25Х2НМФА

Температура, °С	100	200	300
Теплопроводность, ккал/м ² ·ч·гр	35,1	32,2	29,3
Теплоемкость, ккал/кг·гр	0,115	0,133	0,139
Коэффициент линейного расширения, $\alpha \cdot 10^6$, 1/°С	10,37	11,74	12,51

По программе [8] для каждого расчетного режима определяются коэффициенты теплоотдачи на участках проточной части с использованием параметров пара из расчетов тепловых процессов на границах участков с учетом характера теплообмена (свободный диск, диск между диафрагмами, уплотнение, гладкий вал) в соответствии с рекомендациями [9].

Для расчета изменения температурного поля, в качестве исходных данных, вводятся теплофизические характеристики стали, начальное распределение температуры в роторе и для дискретных точек расчетного режима - температуры пара из тепловых процессов и коэффициенты теплоотдачи средние по участкам.

Результат расчета температурного поля ротора для любого момента времени представляется в виде распечатки поля по заданной сетке координат (Z_i , R_i).

В высокотемпературной зоне рассматриваемого ротора для определения момента расчета НДС в качестве характеристики изменения температурного поля РНД выбрано изменение темпе-

ратурного перепада по радиусу ротора (ΔT_p) в сечении диафрагменного уплотнения 2-ой ступени, где сочетание высоких температур пара и коэффициента теплоотдачи обуславливают его максимальную величину по РНД.

4.2 Изменение температурного поля при ПХС

Двухпоточный РНД турбины К-1000-60/1500-2 имеет по семь ступеней в каждой проточной части. Расчетная схема включает половину ротора.

Граничные условия и частота вращения ротора изменяются по кусочно-линейному закону соответственно графику пуска турбины из холодного состояния.

На торцах, а также на внутренней поверхности ротора имеет место условие теплоизоляции.

Начальное распределение температуры в роторе (в момент начала разворота) при ПХС принято равномерным $T=30^\circ\text{C}$, в соответствии с практикой расчетов ОАО "Турбоатом". Этот уровень при пуске холодной турбины ($T=20^\circ\text{C}$) достигается за счет прогрева РНД конденсацией пара, подаваемого на концевые уплотнения в процессе набора вакуума. На участках концевых уплотнений РНД за время набора вакуума температура ротора приближается к температуре подаваемого пара.

По результатам расчета изменения температурного поля РНД при ПХС на рис.2 представлена динамика этого перепада температуры в ходе пуска. Перепад температуры возрастает в процессе разворота турбины и достигает своего максимума перед взятием начальной нагрузки $\Delta T_p=30^\circ\text{C}$ в $\tau=37$ мин.

При дальнейшем нагружении турбины перепад температуры изменяется незначительно.

Изменение перепада ΔT_p °C в РНД при ПХС

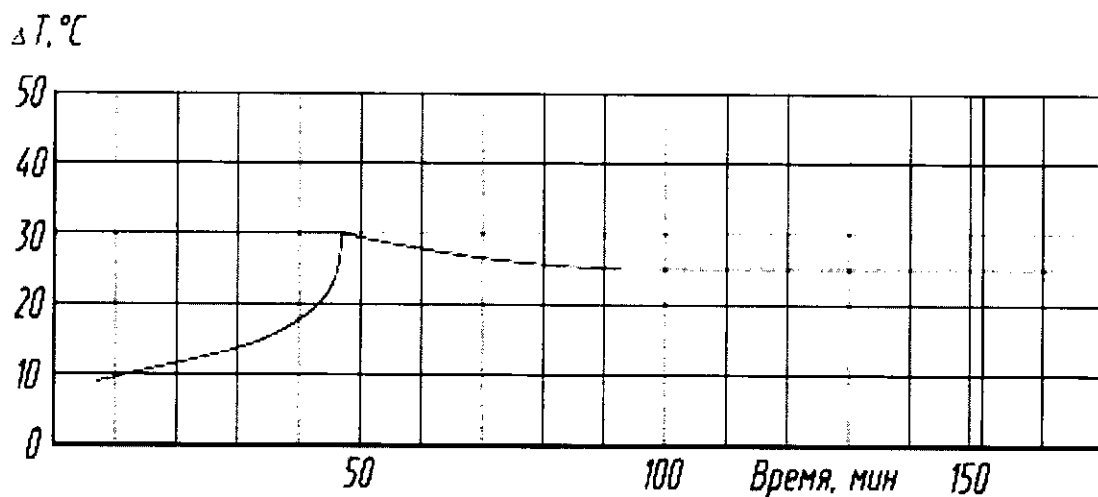


Рис. 2

Температурное поле ротора на холостом ходу перед началом нагружения в $t=37$ мин. представлено в виде распечатки по меридиональному сечению в таблице 2 (максимальный ΔT_p имеет место в точке 116 по оси ротора).

4.3 Исследование термонапряженного состояния РНД

При расчетах термонапряженного состояния ротора учитывалась нагрузка от лопаточного аппарата за счет центробежных сил, которые распределялись равномерно по цилиндрической поверхности ободов дисков и задавалась при частоте вращения ротора 1500 об/мин.

Температурные напряжения в роторе максимальны на его поверхности и являются функцией неравномерного температурного поля, макрохарактеристикой которой является радиальный перепад температуры по радиусу ротора ΔT_p . Максимальный уровень напряжений на поверхности ротора определяется воздействием неравномерного температурного поля и центробежных

сил при наличии концентраторов напряжений, обусловленных формой поверхности ротора. Концентраторами напряжений в РНД турбины К-1000-60/1500-2 являются радиусные переходы при-
дисковых галтелей и галтели диафрагменных уплотнений (ДУ), а также ПКУ. Следует отметить, что в зонах концентрации на-
пряжения у наружной поверхности очень резко изменяются по радиусу ротора. Обычно максимальные напряжения имеют место на стыке радиусного скругления с цилиндрической поверхно-
стью ротора.

При построении расчетной схемы ротора разбивка сетки на конечные элементы выполняется неравномерно. Шаг сетки в радиальном направлении уменьшается по мере приближении к поверхности ротора с образованием у поверхности элементов минимальной толщины для повышения точности расчета в зонах концентрации и получения напряжений у поверхности близких к напряжениям на поверхности ротора (см.рис.4.1)

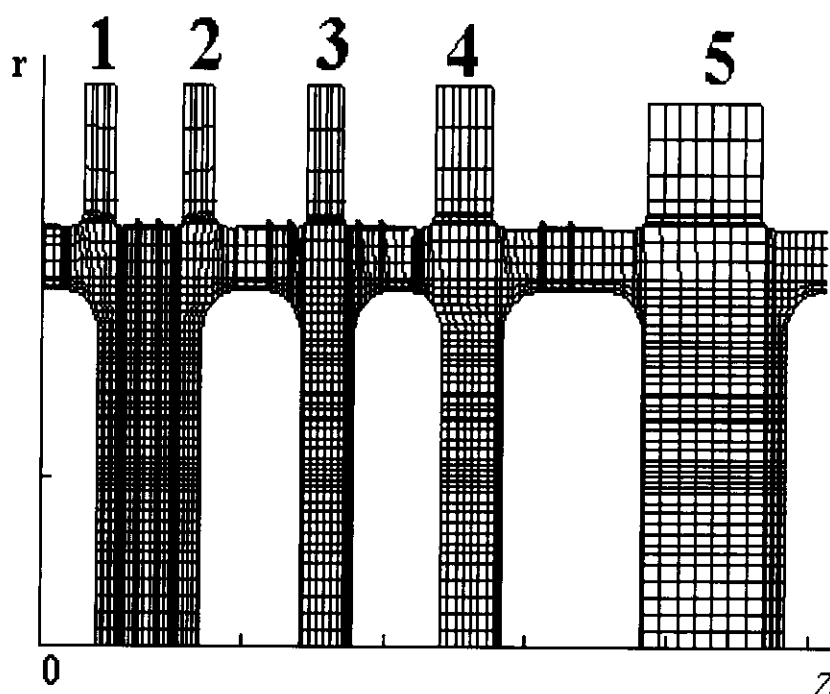


Рис. 4.1. Фрагмент расчетной схемы ротора с сеткой конечных элементов

Изменения напряжений в роторе показаны на рис. 4.2 – 4.5

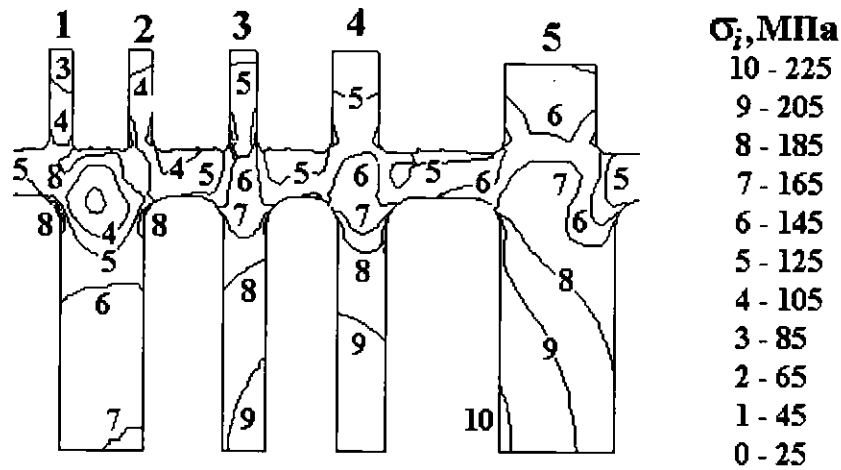


Рис. 4.2. Изолинии интенсивности упругих напряжений в момент времени $\tau=37$ мин пуска из холодного состояния

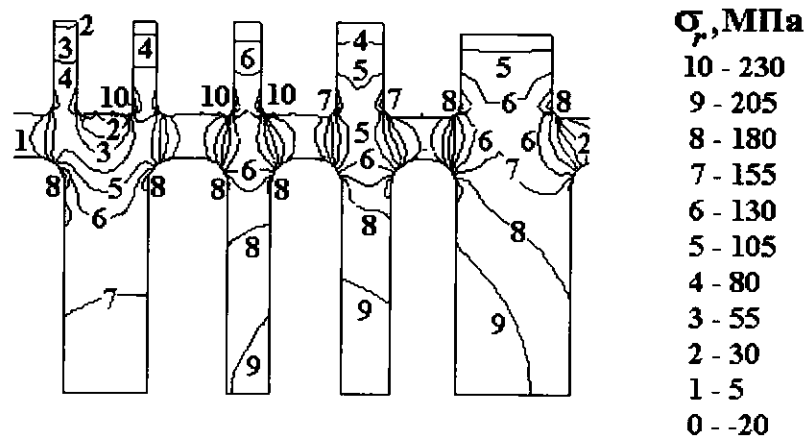


Рис. 4.3. Изолинии радиальных упругих напряжений в момент времени $\tau=37$ мин пуска из холодного состояния

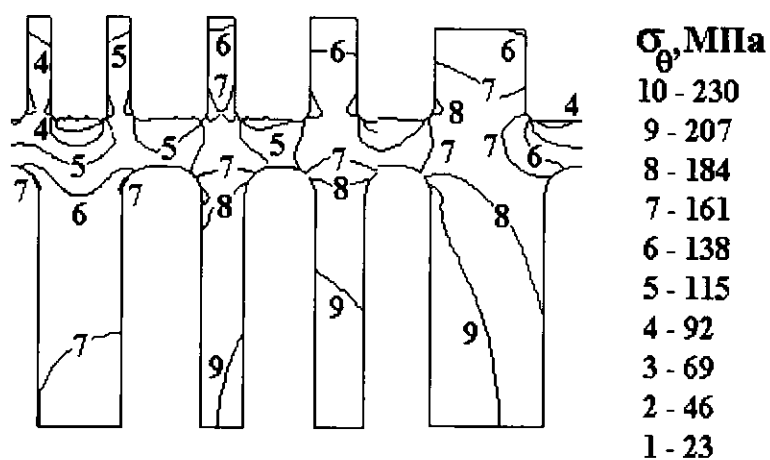


Рис. 4.4. Изолинии окружных упругих напряжений в момент времени $\tau=37$ мин пуска из холодного состояния

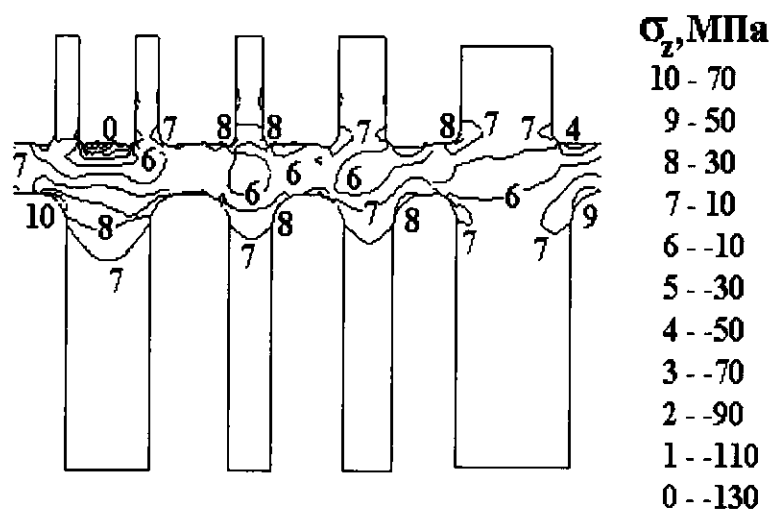


Рис. 4.5. Изолинии осевых упругих напряжений в момент времени $\tau=37$ мин пуска из холодного состояния

На основании результатов расчета НДС РНД турбины К-1000-60/1500-2 в качестве расчетной выбрана зона между

диском первой ступени и ДУ второй ступени рассматриваемого ротора. В этой зоне контрольное сечение расположено в зоне максимальной концентрации напряжений – в точке перехода от цилиндрической поверхности ротора к придисковой галтели диска первой ступени рассматриваемого ротора.

Результаты расчета σ_I приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Интенсивность напряжений в контрольном сечении РНД при ПХС

Радиальная разность температуры ΔT_p , °C	30
Интенсивность напряжений σ_I , МПа	-185
Температура T_i , °C	90
Расчетная температура θ , °C	54
Момент времени τ , мин	37
Номер точки на расчетной модели ротора	116

5. РАСЧЕТ РОТОРА НА МАЛОЦИКЛОВУЮ УСТАЛОСТЬ

В расчете РНД на МЦУ все пуски приравняются к ПХС, что идет в запас расчета. Поскольку при эксплуатации турбины нет режимов, при которых РНД захлаживается, то для расчета РНД на МЦУ по тепловой канавке за диском 1-й ступени принят условный цикл ТНС: ПХС- ($\sigma_i=0$) .

График изменения во времени интенсивности максимальных упругих напряжений приведен на рис. 5.1. На этом графике точками указаны: интенсивность напряжений в числителе, температура металла – в знаменателе.

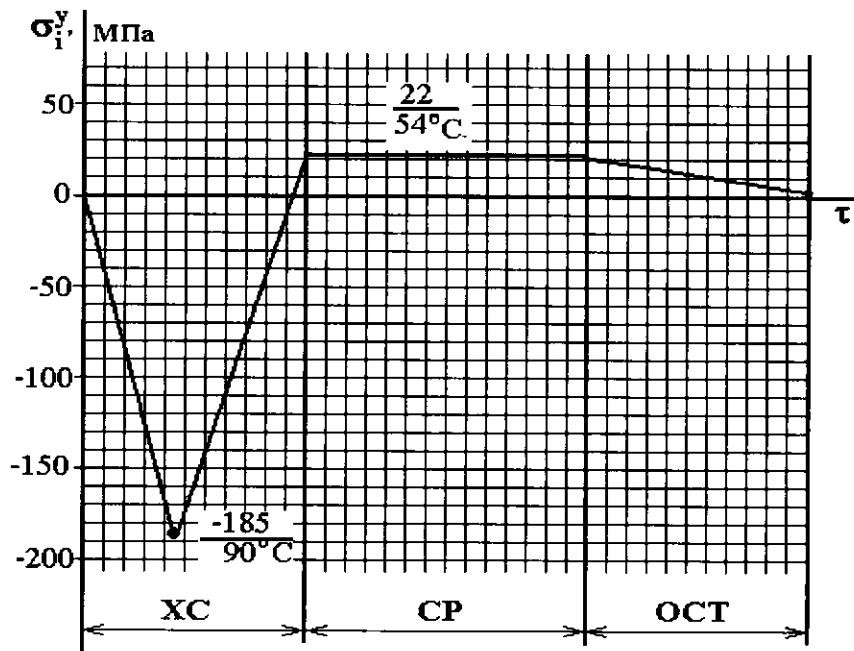


Рис. 5.1. Эксплуатационный цикл «ПХС-($\sigma_1=0$)».

Расчет допускаемого числа циклов «ПХС-($\sigma_1=0$)» выполнен с помощью программного комплекса «СИКЛ» [10] по нормативной методике ЦКТИ-ЛМЗ [2], которая оперирует с понятием эксплуатационного цикла.

В связи с отсутствием экспериментальных кривых МЦУ для стали 25Х2НМФА и невысоком уровне расчетных температур расчет (с помощью программы «СИКЛ») выполняется по корреляционной зависимости (уравнению) Лэнджера-Коффина [1]:

$$N_{1,2} = \left[\frac{\frac{1}{4} \ln \frac{100}{100 - \psi}}{C(n_{1,2} \epsilon_a + \frac{1-2\nu}{3E} \sigma_1) - \frac{\sigma_N}{E}} \right]^2,$$

где $N_1 = N_p$ – число циклов до появления трещины МЦУ; N_2 – число циклов до появления трещины МЦУ с учетом коэффициента запаса по деформациям n_ϵ ; $n_1 = 1$; $n_2 = n_\epsilon = 1,5$; ν – коэффициент Пуассона материала (принимается $\nu = 0,3$); σ_N – предел

усталости при несимметричном цикле напряжений

$$\sigma_N = \frac{\sigma_{-1}}{1 + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B} \cdot \frac{1+r}{1-r}},$$

где $\sigma_B = 2,5 \cdot \sigma_{-1}$ — предел прочности материала при растяжении; r — коэффициент асимметрии цикла напряжений

$$r = \sigma_{\min} / \sigma_{\max},$$

$$\text{при } \sigma_{\max} \leq 0 \quad r = -1;$$

$$C = 1 \text{ при } N_{C=1} \leq 10^4,$$

$$C = \frac{\bar{K}_T}{K_T} \text{ при } N_{C=1} > 10^4,$$

$$\bar{K}_T = 1 + p(K_T - 1)$$

где K_T — приведенный теоретический коэффициент концентрации интенсивности напряжений; \bar{K}_T — эффективный коэффициент концентрации интенсивности напряжений; p — коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений;

$\sigma_i = f(n_{1,2} \epsilon_a)$; ϵ_a — приведенная к расчетной температуре θ амплитуда деформаций, определяемая по формуле

$$\epsilon_a = E(\theta) \left(\frac{y_{I\max}^y}{E(T_1)} - \frac{y_{I\min}^y}{E(T_2)} \right),$$

где $y_{I\max}^y$ — максимальные напряжения в рассматриваемой точке детали при останове, $y_{I\min}^y$ — при пуске.

За расчетную температуру θ принимается температура металла в рассматриваемой точке детали при номинальном режиме эксплуатации.

При расчете НДС методом конечных элементов $C = 1$.

В качестве исходных данных используют:

- необходимые характеристики прочности и пластичности материала;
- нормативный коэффициент запаса по числу циклов для турбин АЭС $n_N=10$ [2];
- нормативный коэффициент запаса по амплитуде разрушающих деформаций $n_\epsilon=1.5$ [2];
- значения интенсивности упругих (из решения задачи термоупругости) напряжений σ_i^y ;
- значение температуры металла T в расчетных точках.

Характеристики прочности и пластичности стали 25Х2НМФА в зависимости от температуры по данным ЦЗЛ ОАО "Турбоатом" (ТУ 108.1029-81) представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Характеристики прочности и пластичности стали 25Х2НМФА

$T, ^\circ\text{C}$	Поперечное сужение $\Psi, \%$	Модуль упругости $E \cdot 10^{-3}, \text{МПа}$	Предел текучести $\sigma_{0,2}, \text{МПа}$	Предел усталости $\sigma_{-1}, \text{МПа}$
20	50	218	540	350
100	50	213	520	347
200	50	207	495	341
250	50	204	490	335

Допускаемое число циклов определяется по формуле

$$N_d = \min (N_1/n_N, N_2).$$

Определяется удельная (от одного эксплуатационного цикла) циклическая повреждаемость с учетом нормативных коэффициентов запаса $n_N=10$, $n_\epsilon=1.5$ [1]

$$P_N = \frac{1}{N_d}.$$

Результаты расчета числа циклов до зарождения усталостной трещины (N_1), допускаемого числа циклов (N_d) и удельной повреждаемости (P_N) от эксплуатационного цикла «ПХС- ($\sigma_i=0$)» представлены в таблице 5.2

Таблица 5.2

Результаты расчета РНД на МЦУ

Эксплуатационный цикл	Обозначения	Численное значение
ПХС- ($\sigma_i=0$)	N_p	$5,74 \cdot 10^3$
	N_1	$5,74 \cdot 10^2$
	N_2	$3,83 \cdot 10^3$
	N_d	$5,74 \cdot 10^2$
	P_N	0,00174

6. РАСЧЕТ НАКОПЛЕННОЙ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ.

На основании удельной повреждаемости РНД от наиболее жесткого для рассматриваемых пусков цикла ТНС ПХС- ($\sigma_i=0$), число которых принимается равным полному количеству пусков турбины за срок эксплуатации, выполнена оценка выработки ресурса РНД с запасом.

Выработка ресурса РНД турбины равна:

$$d = P_N \cdot Z = 0,00174 \cdot 182 = 0,317$$

где Z - число эксплуатационных циклов за время эксплуатации.

Таким образом, выработка ресурса РНД составляет 31,7%.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расчетная выработка ресурса РНД за 24,5 года эксплуатации турбин при выполненных 182 пусках составляет 31,7% ($d=0,317$).

Таким образом, по результатам расчетной оценки выработки ресурса ротора НД может быть принято решение о продлении срока эксплуатации турбины К-1000-60/1500-2 блока N1 Балаковской АЭС. Для подтверждения этого решения, в соответствии с [11], необходимо во время планового ремонта турбины выполнить неразрушающий контроль роторов для оценки фактического состояния металла. В Приложении 2 представлены объемы и методы указанного контроля для РНД (эскиз N6860/X1).

В соответствии с выполненными расчетами по выработке ресурса ротора, при выполнении неразрушающего контроля РНД особое внимание должно быть уделено тепловым канавкам между диском 1-й ступени и диафрагменным уплотнением 2-й ступени (со стороны галтели R16).

При принятии положительного решения о продлении срока службы турбины блока N1 Балаковской АЭС при проведении последующих ремонтов следует тщательно контролировать ротор в указанных зонах придисковых галтелей первых ступеней.

Начальник отдела



М.Н.Жабин

Ведущий конструктор



Г.З.Безуглый

8. ЛИТЕРАТУРА

1. Турбина паровая К-1000-60/1500-2. ТУ 108.1055-82, ПОАТ "ХТЗ" им. С.М.Кирова, Харьков.
2. Детали паровых стационарных турбин. Расчет на малоцикловую усталость. РТМ 108.021.103-85.
3. Расчетная оценка выработки ресурса РВСД турбины К-500-60/1500 ТГ №13 блока №5 Нововоронежской АЭС, ОАО "Турбоатом", Харьков, 2008.
4. Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Инструкция по эксплуатации. Б-52ИЭ, ХТГЗ, Харьков, 1983.
5. Программа теплового расчета на ЕС ЭВМ. ХФ ЦКБ Энергоремонт, Отчет ТИ-669, Харьков, 1983.
6. Решение задачи теплопроводности в неоднородной области. J2042. ПОАТ ХТЗ, Харьков, 1982.
7. Исследование краевых условий прогрева и снижение пусковых температурных напряжений в роторах турбины К-220-44. Отчет ВТИ, Арх. N10895, Москва, 1977.
8. Программный комплекс расчета температурного поля ротора турбины методом конечных элементов. ХФ ЦКБЭ, Отчет ТИ-748, Харьков, 1985.
9. Расчет температурных полей роторов и корпусов паровых турбин. РТМ 108.020.16-83.
10. Разработка и внедрение методики расчета деталей турбин на малоцикловую усталость. ХЦКБ Энергопрогресс, Харьков, 1993.
11. Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса. РД 34.17.440-96, ВТИ, Москва, 1996.

Приложение I

Сведения о пусках-остановах турбины К-1000-1500/60-2 энергоблок №1 БалаЭС

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
1985	1	25.12.85	03:47	25.12.85	04:01	Срабатывание АЗ
	2	25.12.85	11:45	25.12.85	14:00	Испытание режима обесточения по программе
	3	25.12.85	23:05			Испытание режима обесточения по программе
1986				03.01.86	01:15	
	4	04.01.86	06:12	05.01.86	10:00	Срабатывание АЗ по причине отключения 2-х ГЦН из-за повышения температуры масла
	5	05.01.86	16:13	07.01.86	01:59	Ложное срабатывание защиты по отключению ГЦН из-за повышения температуры масла
	6	07.01.86	06:13	07.01.86	06:48	Отключение блочного трансформатора 1Т-2
	7	07.01.86	07:03	07.01.86	14:59	Испытание защиты по отключению 2-х ТПН по программе
	8	07.01.86	17:20	09.01.86	02:50	Останов блока на ППР
	9	20.01.86	01:00	26.01.86	02:10	АВР м/с ГЦН, срабатывание АЗ I комплекта
		26.01.86	04:10	26.01.86	04:42	Ложное срабатывание АЗ II комплекта
	10					$\Delta P \text{ гдн} < 2.5/5 \text{сек}$
	11	28.01.86	23:02	15.02.86	17:37	Срабатывание АЗ по повышению давления в первом контуре $> 180 \text{ кгс/см}^2$
	12	15.02.86	22:00	16.02.86	08:30	Испытания по программе 46-ПР-РЦ
	13	16.02.86	09:30	16.02.86	10:16	Останов ТГ-1 для устранения дефектов
	14	18.02.86	15:44	18.02.86	18:53	Срабатывание АЗ из-за неправильных действий персонала ЦТАИ по вводу АЗ I комплекта
	15	18.02.86	22:22	19.02.86	07:58	Отключение КАГ-24, посадка СК ТГ
	16	19.02.86	23:47	22.02.86	16:23	Срабатывание АЗ по повышению давления в первом контуре $> 180 \text{ кгс/см}^2$
	17	23.02.86	00:29	25.02.86	07:02	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	18	28.02.86	06:39	28.02.86	14:35	Срабатывание АЗ РУ
	19	02.03.86	06:47	16.03.86	22:25	Испытания режима сброса нагрузки по отключению КЭН
	20	17.03.86	02:20	18.03.86	11:25	Срабатывание АЗ по отключению ГЦН
	21	19.03.86	02:18	20.03.86	15:01	Ложный сигнал на отключение ТА из-за дефекта УКТС
	22	21.03.86	07:10	23.03.86	13:27	Ложный сигнал на отключение ТА из-за дефекта УКТС
	23	23.03.86	22:51	25.03.86	11:40	Сброс нагрузки из-за отключения ТПН-1,2
	24	25.03.86	18:05	01.04.86	18:19	Останов блока на ППР
	25	12.04.86	06:00	12.04.86	15:57	Испытания режима сброса электрической нагрузки до $N_{эл}=0 \text{ МВт}$ по программе № 46 ПР
	26	12.04.86	16:30	13.04.86	05:13	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	27	14.04.86	07:40	15.04.86	16:35	Срабатывание АЗ по отключению 4-х ГЦН из-за роста температуры масла
	28	17.04.86	23:10	21.04.86	23:15	Срабатывание АЗ из-за расщепления ОР СУЗ
	29	22.04.86	05:45	23.04.86	07:33	Работа ПЗ по повышению давления второго контура $> 70 \text{ кгс/см}^2$
	30	23.04.86	20:17	18.05.86	14:18	Потеря возбуждения генератора, срабатывание АЗ

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	31	19.05.86	00:18	24.05.86	21:07	Останов из-за неисправности системы возбуждения генератора
	32	25.05.86	11:15	27.05.86	01:10	Дефект блочного трансформатора 1Т-2
	33	02.06.86	02:53	06.06.86	20:45	Разгрузка блока до $N_{эл}=0$ МВт при переходе в разомкнутую схему
	34	06.06.86	21:45	08.06.86	11:22	Останов из-за неисправности системы возбуждения генератора
	35	08.06.86	20:07	12.06.86	10:28	Срабатывание АЗ по отключению ГЦН из-за роста температуры масла
	36	12.06.86	23:20	04.07.86	23:45	Ремонт системы продувки ПГ, устранение свищей в мапзале
	37	08.07.86	18:44	18.07.86	17:40	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	38	19.07.86	03:14	28.07.86	08:48	Останов из-за роста уровня в ПНД
	39	28.07.86	21:40	03.08.86	00:41	Срабатывание АЗ после отключения 2-х ТПН, рост уровня в ПНД
	40	16.09.86	22:33	30.09.86	14:40	Потеря возбуждения генератора, срабатывание АЗ
	41	09.10.86	21:07	11.10.86	15:02	Срабатывание АЗ РУ
	42	12.10.86	01:59	18.10.86	13:47	ДФЗ по 3 фазам АТ, срабатывание АЗ по уровню в ПГ
	43	18.10.86	20:25	29.10.86	20:33	Срабатывание АЗ по $\Delta t_{с I-II}$ к
	44	30.10.86	02:14	03.11.86	11:19	Срабатывание АЗ по отключению 2-х ГЦН из-за снижения уровня в ПГ
	45	03.11.86	13:35	14.11.86	13:27	«Земля» на выводах генератора, срабатывание
	46	15.11.86	21:24	16.11.86	13:57	Отключение ТГ из-за попадания влаги на токопроводы
	47	17.11.86	09:11	25.11.86	16:20	Рост уровня в конденсаторе ТПН-2, снижение уровня в ПГ-4, срабатывание АЗ
	48	25.11.86	21:13	29.11.86	11:57	Вывод в ремонт ВЛ-500 «Ключики»
	49	29.11.86	14:25	04.12.86	14:47	Ложное срабатывание защиты по уровню в ПГ, срабатывание защиты на останов ТА по факту роста уровней в ПНД-3,4
	50	04.12.86	17:07	11.12.86	22:40	Отказ регулятора уровня в ПГ-3, рост уровня в ПГ-3, срабатывание АЗ
	51	12.12.86	06:35	28.12.86	08:19	Отключение ВВ-1Т-1,2, срабатывание АЗ по уровню в ПГ1-4
	52	28.12.86	17:19			Ложное срабатывание защиты генератора от замыкания на землю
1987				02.02.87	00:42	Ложное срабатывание защиты генератора от замыкания на землю
	53	03.02.87	03:18	18.02.87	14:15	Ложное срабатывание защиты генератора от замыкания на землю
	54	24.02.87	10:08	18.03.87	10:46	АЗ по снижению уровня в ПГ из-за самохода 1RL71S01 при замене ходовой части
	55	18.03.87	12:23	29.03.87	06:35	Останов энергоблока для проведения капитального ремонта
	56	24.07.87	19:49	25.07.87	19:24	Срабатывание АЗ по факту отключения 2-х ГЦН
	57	26.07.87	08:05	29.07.87	14:25	Срабатывание АЗ по факту отключения 2-х ГЦН

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	58	30.07.87	10:54	30.07.87	11:40	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ
	59	30.07.87	15:16	07.08.87	06:25	Срабатывание АЗ по сигналу $dP/dt > 1,5$ по СБ-2
	60	07.08.87	18:45	08.08.87	04:48	Срабатывание АЗ по сигналу $dP/dt > 1,5$
	61	08.08.87	15:45	14.08.87	20:45	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	62	15.08.87	05:14	27.09.87	15:12	Срабатывание АЗ по факту снижения уровней ПГ из-за отказа регулятора ТПН
	63	28.09.87	05:04	02.10.87	08:55	Отключение выключателя на ОРУ-220
	64	05.10.87	07:41	09.10.87	03:40	Срабатывание АЗ по факту снижения давления первого контура
	65	10.10.87	03:25	25.10.87	11:04	Отключение ТА по сигналу «Понижение уровня демпферном маслбаке системы уплотнений в генератора»
	66	25.10.87	17:43	27.10.87	01:27	Останов ТА по заявке на ремонт импульсных трубок ПВД гр.Б
	67	27.10.87	14:49	28.10.87	21:50	Останов ТА по заявке на ремонт трубопроводов II отборов
	68	29.10.87	12:16	02.11.87	16:24	Срабатывание АЗ по ложному сигналу на отключение ГЦН
	69	02.11.87	21:40	05.11.87	23:26	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ
	70	06.11.87	09:00	10.11.87	23:32	Останов по заявке для ремонта ГЦН-2
	71	17.11.87	06:10	26.11.87	10:36	Останов для устранения дефектов ЭГСР
	72	26.11.87	13:04	28.11.87	23:41	Останов для ремонта ПВД гр.Б
	73	29.11.87	08:37	30.11.87	09:15	Останов для ремонта ПВД гр.Б
	74	30.11.87	11:26	12.12.87	11:32	Останов для ремонта 1СПИ-3
	75	12.12.87	21:50	13.12.87	22:10	Останов из-за дефекта ОР 12-35
	76	16.12.87	13:58	18.12.87	17:49	Срабатывание АЗ I комплекта из-за замыкания на землю в электрических цепях
	77	18.12.87	20:19			Останов для устранения дефектов 1СПИ-4, ГЦН-2
1988				02.01.88	13:07	Останов для устранения дефектов СПИ
	78	03.01.88	21:35	22.01.88	23:18	Останов для устранения дефектов СПИ
	79	23.01.88	11:44	13.02.88	12:39	Останов для ремонта 1СПИ-2
	80	15.02.88	04:53	06.03.88	01:53	Останов для устранения дефектов СПИ
	81	07.03.88	04:36	08.03.88	21:03	Останов для ремонта импульсной трубки на датчике давления пара в ПГ-4
	82	12.03.88	06:07	27.03.88	23:03	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	83	28.03.88	21:35	27.04.88	12:44	Останов из-за отказа ЭГСР
	84	28.04.88	05:35	28.06.88	00:37	Останов энергоблока для проведения среднего ремонта
	85	08.08.88	22:28	09.08.88	21:47	Останов для устранения дефектов системы регулирования турбины
	86	10.08.88	03:19	20.08.88	12:18	Срабатывание ЗУ ТА, закрытие СК, РК из-за дефекта ЦТАИ
	87	20.08.88	12:44	07.09.88	20:48	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ-2

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
1989	88	08.09.88	07:29	10.09.88	04:08	Срабатывание АЗ по сигналу $R_{об} > 0,3$ ложно
	89	10.09.88	07:39	01.10.88	02:26	Останов энергоблока для проведения ТР
	90	06.10.88	18:36	19.10.88	23:50	Останов для устранения дефектов на ИПГ-3
	91	26.10.88	15:35	26.10.88	16:01	Самопроизвольное открытие 4-х БРУ-К, срабатывание АЗ
	92	27.10.88	13:16	14.11.88	05:26	Останов из-за отключения блочных трансформаторов 1Т-1,2
	93	14.11.88	06:58			Срабатывание АЗ по ложному сигналу $\Delta t_{с I-Пк} < 10^{\circ}C$
	94	04.01.89	22:51	13.02.89	09:10	Останов из-за отключения блочных трансформаторов 1Т-1,2
	95	14.02.89	23:18	15.02.89	05:31	Отключение выключателя Г-1 защитой из-за короткого замыкания
	96	15.02.89	23:03	07.03.89	15:29	Отключение выключателя Г-1 защитой из-за короткого замыкания
	97	09.03.89	16:20	11.03.89	02:30	Срабатывание АЗ из-за отключения одного из двух ГЦН ложной работой защиты по снижению Р масла
	98	11.03.89	08:46	12.04.89	12:19	Останов ТА действием защиты по рассогласованию положения РК ТА $> 30\%$
	99	12.04.89	15:36	07.05.89	08:19	Останов для устранения дефектов СПП, конденсаторов, Д-7
	100	07.05.89	21:01	06.06.89	18:19	Отключение ТА защитой по повышению уровня ПНД
1990	101	07.06.89	11:47	17.06.89	18:06	Отключение ТА из-за потери охлаждения блочного трансформатора
	102	18.06.89	06:15	30.06.89	08:21	Останов ТА для проведения среднего ремонта
	103	16.09.89	07:15	19.09.89	00:37	Отключение ТА защитой по факту повышения уровня в ИПГ-3
	104	19.09.89	01:12	19.09.89	03:21	Отключение ТА защитой по факту повышения уровня в ИПГ-3
	105	19.09.89	19:29	20.09.89	19:37	Отключение ТА защитой по факту повышения уровня в ИПГ-1
	106	20.09.89	20:45	21.10.89	02:00	Отключение для устранения течи трубной системы на ИПГ-3
	107	28.10.89	09:59	30.10.89	16:50	Отключение для устранения течи трубной системы на ИПГ-1
	108	13.11.89	08:48	18.11.89	00:13	Отключение ТА для проведения капитального ремонта с заменой парогенераторов
	109	17.11.90	03:50	04.12.90	01:55	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ИПГ-1 $< 650\text{мм}$
	110	05.12.90	11:39	15.12.90	20:18	Останов для ремонта трубопровода слива масла системе регулирования
	111	16.12.90	03:45	19.12.90	10:30	Отключение ТА посадкой СК из-за обрыва трубопровода на байпасе регулятора 1RN22S06
	112	23.12.90	14:40	29.12.90	22:30	Срабатывание АЗ по повышению уровней в ИПГ-4 во время переключений оперативным персоналом на МНР ТПН

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
1991	113	31.12.90	04:00	31.12.90	05:35	Срабатывание АЗ по факту отключения более ГЦН после отключения ТПН-2
	114	01.01.91	12:00	12.01.91	12:48	Срабатывание АЗ во время испытаний при отключении одного ТПН
	115	13.01.91	15:52	08.02.91	12:30	Останов ТА для поиска присосов
	116	08.02.91	21:35	21.02.91	11:59	Останов энергоблока для проведения текущего ремонта
	117	03.03.91	03:51	05.03.91	03:38	Срабатывание АЗ блока из-за неправильных действий НСРЦ
	118	06.03.91	08:37	14.04.91	20:32	Останов энергоблока ключом АЗ из-за отключения 2-х ТПН по снижению вакуума во время поиска присосов
	119	01.05.91	19:50	12.06.91	17:39	Останов для устранения свищей по разьему 1RL61S05
	120	16.06.91	15:05	24.06.91	13:11	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ-4
	121	26.06.91	15:31	02.08.91	07:08	Отключение ТА защитой по факту снижения расхода в системе ST
	122	02.08.91	21:04	15.08.91	08:17	Отключение ТА защитой по факту увеличения уровня в ПГ-3
	123	16.08.91	23:18	03.10.91	06:26	Останов энергоблока для проведения ППР (средний ремонт)
	124	27.12.91	22:14	28.12.91	00:47	Останов ТА посадкой СК из-за вибрации подшипниковых опор
	125	28.12.91	12:07			Срабатывание АЗ РУ по факту отключения 4-х ГЦН
1992				13.01.92	16:04	
	126	14.01.92	22:41	27.01.92	16:32	Останов энергоблока из-за утечки H ₂ в системе охлаждения генератора
	127	09.02.92	05:32	11.02.92	13:13	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ из-за неправильных действий персонала ЦТАИ
	128	12.02.92	03:18	25.02.92	19:45	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ-4 < 650 мм
	129	28.02.92	09:29	29.04.92	06:37	Срабатывание АЗ на РУ
	130	30.04.92	16:59	04.05.92	11:07	Срабатывание АЗ по факту отключения всех ГГ из-за закрытия ПОА на маслосистеме
	131	17.05.92	12:50	06.06.92	12:24	Останов ТА для устранения свища на паропроводе третьего отбора турбины
	132	07.06.92	06:47	23.06.92	11:49	Останов энергоблока из-за порыва на трубопроводе техводы
	133	25.06.92	19:05	05.08.92	02:54	Останов энергоблока при выполнении персоналом работ по поискам замыкания на землю в сборках ЦТАИ
	134	06.08.92	04:00	21.08.92	01:35	Останов энергоблока для проведения текущего ремонта
	135	27.08.92	19:55	25.09.92	11:53	Отключение ТГ-1 из-за закрытия СК при отключении ОВ-220
	136	25.09.92	21:02	25.10.92	18:56	Срабатывание АЗ после отключения ТПН и ГЦЦ
	137	29.10.92	16:40			Останов энергоблока для проведения среднего

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
1993				22.01.93	03:30	ремонта
	138	14.06.93	12:30	24.06.93	22:02	Посадка СК ТА с отсутствием первопричины срабатывания защиты
	139	26.06.93	06:26	25.08.93	01:36	Останов ТА для выполнения дефектации ЦВД
	140	03.10.93	02:06	24.10.93	03:21	Срабатывание АЗ по сигналу $\Delta t_{\text{с}} \text{ I-II} < 75^{\circ}\text{C}$
	141	29.10.93	04:16	05.11.93	20:20	Останов ТА из-за диспетчерских ограничений
1994	142	08.11.93	15:19			Останов энергоблока для проверки ОР СУЗ
				02.01.94	11:48	
	143	04.01.94	00:42	12.03.94	02:50	Останов ТА для устранения неплотностей в системе охлаждения статора генератора
	144	11.04.94	03:36	29.04.94	22:52	Останов ТА из-за диспетчерских ограничений
1995	145	23.12.94	06:00			Останов энергоблока для устранения дефекта уравнительного сосуда ПГ-2
	146	20.02.95	14:39	10.05.95	15:31	Отключение ТА со срывом вакуума по факту отключения 2-х ЦН защитой от замыкания на землю
	147	11.05.95	12:20	18.06.95	06:14	Останов энергоблока в капитальный ремонт по окончанию топливной компании
	148	25.11.95	09:37			Останов энергоблока в текущий ремонт по заяв и холодный резерв по решению эксплуатирующей организации
1996				01.06.96	02:29	
	149	26.09.96	18:53	27.09.96	00:14	Останов энергоблока по заявке для ремонта задвижки на входе охлаждающей воды в воздухоохладитель возбуждителя
	150	27.09.96	02:49	31.10.96	14:03	Отключение ТА защитой от внутренних повреждений генератора
	151	02.11.96	10:50			Останов ТА защитой из-за короткого замыкания на воздушном выключателе
1997				25.02.97	00:41	
	152	28.02.97	14:25	19.03.97	02:08	Останов энергоблока в средний ремонт с перегрузкой топлива
	153	09.07.97	17:43	23.09.97	01:00	Останов энергоблока в плановый ремонт для замены аккумуляторных батарей
	154	29.09.97	08:37			Останов энергоблока для проверки ОР СУЗ
1998				03.01.98	21:00	
	155	04.01.98	14:16	18.02.98	03:08	Останов энергоблока в плановый текущий ремс
	156	18.02.98	09:26	10.04.98	22:01	Останов энергоблока для проверки ОР СУЗ
	157	11.04.98	19:10	14.07.98	22:14	Останов энергоблока в средний ремонт с перегрузкой топлива
	158	18.11.98	18:49			Останов энергоблока в плановый текущий ремс
1999				01.05.99	12:00	
	159	15.05.99	09:38	22.09.99	00:58	Останов энергоблока в капитальный ремонт
	160	17.12.99	05:30	17.12.99	21:17	Срабатывание АЗ на РУ
	161	18.12.99	18:07			Останов энергоблока в текущий ремонт из-за течи теплоносителя I контура
2000				04.04.00	23:37	
	162	12.04.00	02:08	13.07.00	09:30	Останов энергоблока в текущий ремонт из-за течи ПГ-4 по первому контуру
	163	20.07.00	00:18	21.10.00	02:37	Останов энергоблока в текущий ремонт из-за течи масла трансформатора

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
2001	164	21.10.00	14:18	01.12.00	05:59	Останов энергоблока в плановый средний ремонт
	165	26.01.01	11:47	03.02.01	01:34	Срабатывание АЗ по повышению давления в Г. ложно
	166	04.02.01	14:40	17.02.01	00:52	Останов ТА из-за течи на маслосистеме
	167	17.02.01	21:05	03.05.01	01:30	Срабатывание АЗ по сигналу $\Delta t_{\text{с}} \text{ I-II} < 75^{\circ}\text{C}$ ложно
	168	04.05.01	04:27	23.07.01	11:09	Внеплановый останов энергоблока из-за посадки пневмоарматуры
	169	24.07.01	09:47			Останов энергоблока в средний ремонт по окончанию топливной компании
2002				06.01.02	09:47	
	170	24.02.02	14:30	08.03.02	00:37	Останов энергоблока для ревизии системы регулирования ТА
	171	09.03.02	18:44			Останов энергоблока в средний ремонт
2003				08.02.03	00:50	
	172	31.03.03	17:30	01.04.03	11:53	Останов энергоблока действием АЗ по факту отключения ГЦН во время испытаний
	173	02.04.03	01:55	02.07.03	01:42	Останов ТА из-за дефекта КАГ-24 после срабатывания УРБ
	174	03.07.03	16:50			Останов энергоблока в капитальный ремонт
				05.03.04	01:06	
2004	175	22.05.04	13:09			Останов энергоблока в средний ремонт
				27.04.05	01:30	
2005	176	12.06.05	19:39			Останов энергоблока из-за неисправности КАГ-24
				11.02.06	08:36	
2006	177	13.02.06	09:30	04.06.06	01:35	Останов энергоблока в средний ремонт
	178	23.07.06	19:44			
				29.01.07	23:20	Срабатывание АЗ на РУ
2007	179	31.01.07	02:52	21.07.07	02:00	Останов в средний ремонт
	180	31.08.07	19:27			
				03.09.08	02:12	Останов энергоблока в капитальный ремонт
2008	181	04.11.08	13:40			
				11.01.10	1:30	Останов энергоблока в капитальный ремонт
2010	182	23.03.10	12:50			
				08.06.11	2:00	Останов энергоблока в капитальный ремонт