



**ПРЕДПРИЯТИЕ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАБОТОСПОСОБНОСТИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ «РЕСУРС»**

394052, г. Воронеж, ул. Матросова, 127, тел./факс: (4732) 71-37-71, 51-93-30
<http://www.resurs-91.ru>, e-mail: mail@resurs.vrn.ru

Лицензия Ростехнадзора России №ДО-03-101-1239. Срок действия лицензии – по 30.05.2012 г.

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер Балаковской АЭС

В.Н. Бессонов

« 12 » 05 20 10 г.

УТВЕРЖДАЮ
Технический директор ООО «Ресурс»

С.Н. Доронкин

« 10 » 05 20 10 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

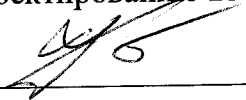
**О ТЕХНИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ И ОСТАТОЧНОМ РЕСУРСЕ
ЦВД 1SA10Z01(ИНВ. № 5201) ТУРБИНЫ ПАРОВОЙ К-1000-60/1500-2
ЭНЕРГОБЛОКА №1 БАЛАКОВСКОЙ АЭС**

применение к решению № ИКА НР-4-03/124-1 от 26.07.10

Воронеж 2010г.

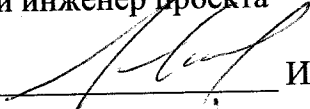
ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЙ ДОЛЖНОСТНЫХ ЛИЦ
ОАО «АТОМЭНЕРГОПРОЕКТ»

Заместитель директора
по проектированию БАЭС, НВАЭС


Г.И.Кутюрин


« » 2011 г.

Главный инженер проекта


И.А. Чистозвонов

« » 2011 г.

Начальник БКП-1


В.В.Воронцов

« » 2011 г.


Начальник БКП-6


З.С.Казачкова


« » 2011 г.

**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ ДОЛЖНОСТНЫХ ЛИЦ
БАЛАКОВСКОЙ АТОМНОЙ СТАНЦИИ**

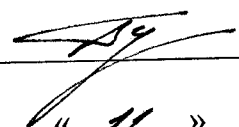
Заместитель главного инженера по
эксплуатации энергоблоков № 1,2
Балаковской АЭС


Ю.М. Марков
« 11 » 05 2010 г.

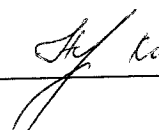
ЗН ТЦ-1
Балаковской АЭС


А.В. Дремов
« 06 » 05 2010 г.


ЗН ЦЦР
Балаковской АЭС


А.А. Бурлаков
« 11 » 05 2010 г.

и.о. Начальник ОДМ
Балаковской АЭС


С.В. Якушев
« 08 » 05 2010 г.

Ведущий инженер ОМиПР
Балаковской АЭС


Ю.В. Лавриков
« 05 » 05 2010 г.

**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЙ ДОЛЖНОСТНЫХ ЛИЦ
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»**

Заместитель директора ИМиМ
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»


_____ И.И. Ляшков

« 04 » 05 2010 г.

Заведующий лабораторией
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»


_____ В.П. Пронин

« 04 » 05 2010 г.

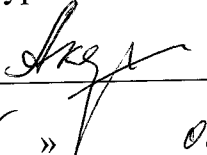
**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЙ ДОЛЖНОСТНЫХ ЛИЦ
ОАО «ТУРБОАТОМ»**

Главный конструктор
паровых и газовых турбин
ОАО «Турбоатом»


« 05 » _____



Начальник конструкторского отдела
эксплуатационной наладки и надежности
ОАО «Турбоатом»


« 05 » _____ 05 _____ 2010 г.

М.Н. Жабин

СОДЕРЖАНИЕ

Список принятых сокращений.	7
1. Введение.....	8
2. Сведения о турбине	9
3. Результаты анализа технической документации и истории эксплуатации.	10
4. Результаты обследования и оценки технического состояния.	22
5. Результаты оценки остаточного ресурса.	28
6. Выводы.....	29

ПРИЛОЖЕНИЯ

- 1. Перечень документов, использованных при разработке заключения.**
- 2. Программа обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС.**
- 3. Комплект заключений, актов и протоколов обследования состояния ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС.**
- 4. Эскиз №6789/X1. Контроль ротора ВД турбины К-1000-60/1500-2**

Список принятых сокращений.

АЭС	атомная электростанция
БалАЭС	Балаковская атомная электростанция
ВВЭР	водо-водяной энергетический реактор
ВК	визуальный контроль
ВХР	водно-химический режим
КД	конструкторская документация
КК	капиллярный контроль
КР	капитальный ремонт
МПК	магнитопорошковый контроль
НД	нормативная документация
ОМ	основной металл
ОШЗ	околошовная зона
ПКД	проектно-конструкторская документация
РВД	ротор высокого давления
РД	руководящий документ
РЦ	реакторный цех
СС	сварное(ые) соединение(ния)
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТР	текущий ремонт
УЗТ	ультразвуковая толщинометрия
ЦВД	цилиндр высокого давления
ЭД	эксплуатационная документация

1. Введение

1.1. Работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса, обоснованию возможности и условий дальнейшей эксплуатации ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС выполнены в связи с продлением срока эксплуатации энергоблока №1 Балаковской АЭС и в обеспечение выполнения п. 5.1.14 НП-001-97 (ОПБ-88/97), п. 2.1.11 ПНАЭ Г-7-008-89 и НП-017-2000.

1.2. Работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса ЦВД выполнены и настоящее Заключение разработано в соответствии с требованиями:

1.2.1. РД-ЭО-0281-01. Положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.

1.2.2. СТО 1.1.01.006.0327-2008. Стандарт организации. Продление срока эксплуатации блока атомной станции.

1.2.3. РД ЭО-0630-2005. Методические указания по контролю металла с целью продления срока эксплуатации турбин атомных электростанций сверх назначенного срока.

1.2.4. Технического задания №ТЦ1-01-25/34 от 18.06.2009г. Балаковской АЭС на проведение работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса ЦВД 1SA10Z01 в период дополнительного срока эксплуатации энергоблока №1 Балаковской АЭС

1.3. Настоящее Заключение распространяется на ЦВД 1SA10Z01 (инв. № 5201) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС

1.4. Сведения об экспертной организации

ООО «Предприятие по обеспечению работоспособности технологического оборудования «Ресурс»».

Юридический адрес предприятия: 394000, г.Воронеж, пр.Революции, 56.

Почтовый адрес инженерно-технической лаборатории: 394052, г.Воронеж, ул. Матросова, 127. Тел./ факс (0732) 519-330, 713-771. E-mail: mail@resurs.vrn.ru

Лицензия Ростехнадзора России на эксплуатацию блоков атомных станций №ДО-03-101-1239 от 30 мая 2007 г. в части выполнения работ и предоставления услуг для атомных станций. Срок действия— по 30.05.2012 г.

1.5. В соответствии с «Программой обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС» (далее «Программой...») выполнен комплекс работ, включающий:

- анализ технической документации;
- анализ условий эксплуатации и эксплуатационных параметров турбины, хронологии пусков и остановов, информации о проведённых ремонтах, отказах, заменах элементов турбины;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

- проведение работ по обследованию состояния металла основных элементов ЦВД, необходимых для принятия решения о продлении срока службы, в объеме, установленном «Программой...»;
- анализ результатов обследования металла турбины и повреждений;
- расчет остаточного ресурса РВД;
- установление перечня элементов, ответственных за ресурс турбины, их критических зон и необходимого содержания работ по контролю металла этих элементов в период продленного срока службы ЦВД.

1.6. Термины и их определения, применяемые в настоящем Заключении, соответствуют РД ЭО-0281-01.

2. Сведения о турбине

2.1. Турбина К-1000-60/1500-2 паровая, конденсационная, заводской №112006, оперативное обозначение 1SA10,20,30,40Z01, представляет собой одновальный четырехцилиндровый агрегат и состоит из ЦВД, трех ЦНД (ЦНД-1, ЦНД-2, ЦНД-3), восьми опор подшипников, трех конденсаторов, ресиверов, органов парораспределения и регулирования, системы маслоснабжения.

Турбина рассчитана для работы свежим паром с давлением 60 ата и температурой 274°C с промежуточным перегревом до 250°C. Номинальная мощность— 1114000 кВт (при полностью открытых клапанах и без отборов сверх регенерации), скорость вращения ротора – 1500 об/мин.

Турбина предназначена для преобразования тепловой энергии пара, генерируемого в парогенераторах, в механическую энергию вращения ротора и привода генератора переменного тока ТВВ-1000-4УЗ мощностью 1000000 кВт, напряжением на клеммах 24000В (Ленинградского производственного электромашиностроительного объединения «Электросила»), монтируемого на общем фундаменте с турбиной.

2.2. Изготовитель турбины – ПО атомного турбостроения «Харьковский турбинный завод» им. С. М. Кирова (ныне ОАО «Турбоатом»).

Турбоустановка введена в эксплуатацию 25.12.1985г.

Срок службы в соответствии с техническими условиями на турбину – 30 лет.

2.3. Турбина К-1000-60/1500-2 является элементом системы нормальной эксплуатации важным для безопасности и классифицируется как ЗН согласно НП-001-97 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (ОПБ-88/97).

3. Результаты анализа технической документации и истории эксплуатации.

3.1 Были рассмотрены и проанализированы.

3.1.1. Паспорт на турбину К-1000-60/1500-2 зав.№112006.

3.1.2. «Рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1 Балаковской АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320)» Р.1.ОУБ/03

3.1.3. Формуляр «Турбина паровая» (Б-52ФО).

3.1.4. Сборочный чертеж «Цилиндр высокого давления» (Б-521СБ).

3.1.5. Технологические схемы альбома «Схемы технологических систем ТО» (АС.1.ТЦ-1/01):

- «Система отборов турбины низкого давления» (С.1.ТЦ-1/18);

- «Система главных паропроводов» (С.1.ТЦ-1/23 л.1);

- «Система сброса пара в конденсаторы турбины» (С.1.ТЦ-1/23 л.2).

3.1.6. «Регламент технического обслуживания и ремонта. Турбина К-1000-60/1500-2. Энергоблоки № 1, 2, 3, 4» (Р.ОППР/14).

3.1.7. «Технологический процесс капремонта турбины К-1000-60/1500-2. Цилиндр высокого давления» (ТП 381411.01102.00326).

3.1.8. «Технологический процесс капремонта турбины К-1000-60/1500-2. Валопроевод ТА» (ТП 381411.01102.00328).

3.1.9. «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Техническое описание» (Б-52ТО).

3.1.10. «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Технические условия» (ТУ 108.1055-82)

3.1.11. Инструкция по эксплуатации «Турбина К-1000-60/1500-2» (ИЭ.1.СА.ТЦ-1/01).

3.1.12. «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Расчёт на прочность корпуса ЦВД» (51РР10).

3.1.13. «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Расчёт на прочность диафрагм» (51РР12).

3.1.14. «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Расчёт на прочность валопровода» (52РР2).

3.1.15. «Инструкция по проведению периодических испытаний и проверок систем турбинного отделения нормальной эксплуатации, важных для безопасности» (И.1,2,3,4.ТЦ-1,2/26).

3.1.16. Графики ремонта и опробования элементов системы.

3.1.17. Отчётная документация по ТОиР, контролю металла и сварных соединений, результатам проверок и испытаний.

3.1.18. Акты и отчеты по расследованию отказов и нарушений в работе, имевших место за время эксплуатации.

3.1.19. Отчетная и эксплуатационная документация по эксплуатационным режимам.

3.1.20. Принятые за время эксплуатации технические решения, направленные на изменение проектных решений, модернизацию или замену отдельных элементов.

3.1.21. Акты выполненных работ на узлах турбоустановок с 1985 г.

3.1.22. Технические решения по ремонтам и реконструкциям с 1985 г.

3.1.23. Записи журналов оперативного персонала по пуску и останову турбоагрегатов.

3.1.24. Материалы учета ПТО по работе турбоустановок.

3.2. В результате рассмотрения имеющейся документации установлено.

3.2.1. Эксплуатация турбины К-1000-60/1500-2 производится в соответствии с требованиями нормативной, технической, проектной и эксплуатационной документации, в рамках установленных пределов и условий нормальной (безопасной) эксплуатации;

3.2.2. Требования действующей ремонтной документации, принятой на БалАЭС, позволяет поддерживать на требуемом уровне надежность и работоспособность элементов турбины;

3.2.3. Установленный порядок и объем проверок, опробований и испытаний, дефектации и эксплуатационного контроля металла и сварных соединений позволяет своевременно выявлять и устранять дефекты, приводящие к отказу элемента или влияющие на его работоспособность.

3.2.4. При эксплуатации турбины режимов работы, не предусмотренных проектом, зафиксировано не было.

При всех режимах работы турбины основные параметры, характеризующие ее состояние, не отклонялись за обоснованные проектом значения.

Установленные и фактические технологические параметры, режимы и условия эксплуатации приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1.

**Установленные и фактические технологические параметры
турбины К-1000-1500/60-2 энергоблок №1**

№ п/п	Технологический параметр	Нормативное значение	Фактическое значение
1.	Мощность турбины, МВт	1114	1003

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

№ п/п	Технологический параметр	Нормативное значение	Фактическое значение
2.	Расход пара в конденсатор, т/ч	1152,3	982,3
3.	Давление пара в конденсаторе, кПа	3,92	5,7
4.	Температура пара в конденсаторе, С°	29	43,2
5.	Расход охлаждающей воды, т/ч	169800(56600)	169800(56600)
6.	Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, С°	15 (33)	28
7.	Температура охлаждающей воды после конденсатора, С°	Твх, С°+12	38,45
8.	Расходные характеристики циркуляционных насосов:	Подача (м³/с)	
	1-я скорость (м³/с)	13,4	13,4
	2-я скорость (м³/с)	15,9	15,9
9.	Давление охлаждающей воды на входе в конденсатор, кПа	50-120	63,9
10.	Давление охлаждающей воды на выходе из конденсатора, кПа	83,3(абс.)	89,6(абс.)

Средние значения параметров рабочей среды составляют:

температура пара на входе в турбину и каждый цилиндр:

- Тср.вход в ТА=274 °С;

- Тср.вход в ЦВД=270 °С0;

давление пара на входе в турбину и каждый цилиндр:

- Рср.вход в ТА=60,7 кгс/см²;

- Рср.вход в ЦВД=56,4 кгс/см²;

- Рср.вход в ЦНД=9,95 кгс/см².

3.2.5. Число пусков турбины паровой К-1000-60/1500-2 на 12.03.2010 г. составило 182

Более подробные сведения по пускам-остановам турбины приведены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	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
	10	26.01.86	04:10	26.01.86	04:42	Ложное срабатывание АЗ II комплекта $\Delta P_{гцн} < 2.5/5сек$
	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 расцепления 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
	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 $N_{эл}=0 \text{ МВт}$ при переходе на 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 машзале

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	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 Δt s 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 АЗ
	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 ПГ 1-4
	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
	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 в 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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	65	10.10.87	03:25	25.10.87	11:04	Отключение ТА по сигналу «Понижение уровня в демпферном маслобаке системы уплотнений вала 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 I, 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 1ГЦН-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 1СПП-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 1СПП-4, 1ГЦН-2
1988				02.01.88	13:07	
	78	03.01.88	21:35	22.01.88	23:18	Останов для устранения дефектов СПП
	79	23.01.88	11:44	13.02.88	12:39	Останов для ремонта 1СПП-2
	80	15.02.88	04:53	06.03.88	01:53	Останов для устранения дефектов СПП
	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
	88	08.09.88	07:29	10.09.88	04:08	Срабатывание АЗ по сигналу $P_{об} > 0,3$ 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 1ПГ-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
1989	93	14.11.88	06:58			Срабатывание АЗ по ложному сигналу
				04.01.89	09:19	$\Delta t_{с I-II} < 10^{\circ}C$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	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 в ПНД
	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 ПГ-3
	104	19.09.89	01:12	19.09.89	03:21	Отключение ТА защитой по факту повышения уровня в ПГ-3
	105	19.09.89	19:29	20.09.89	19:37	Отключение ТА защитой по факту повышения уровня в ПГ-1
	106	20.09.89	20:45	21.10.89	02:00	Отключение для устранения течи трубной системы на ПГ-3
	107	28.10.89	09:59	30.10.89	16:50	Отключение для устранения течи трубной системы на ПГ-1
1990	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 ПГ-1<650мм
	110	05.12.90	11:39	15.12.90	20:18	Останов для ремонта трубопровода слива масла в 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 ПГ-1-4 во время переключений оперативным персоналом на МНР ТПН
1991	113	31.12.90	04:00	31.12.90	05:35	Срабатывание АЗ по факту отключения более 2-х 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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	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 Н 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<650мм
	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 ГЦН 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 ГЦН
1993	137	29.10.92	16:40			Останов энергоблока для проведения среднего ремонта
				22.01.93	03:30	
	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 Δts I-Пк<75°C

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	141	29.10.93	04:16	05.11.93	20:20	Останов ТА из-за диспетчерских ограничений
	142	08.11.93	15:19			Останов энергоблока для проверки ОР СУЗ
1994				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
	145	23.12.94	06:00			Останов энергоблока для устранения дефекта уравнильного сосуда ПГ-2
1995				17.02.95	01:05	
	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 заявке 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 ремонт
	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 ремонт
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
	164	21.10.00	14:18	01.12.00	05:59	Останов энергоблока в плановый средний ремонт
2001	165	26.01.01	11:47	03.02.01	01:34	Срабатывание АЗ по повышению давления в ПГ ложно

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Год	№ пуска	Пуск ТА		Останов ТА		Причина останова
		дата	время	дата	время	
	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 $\Delta t_{\text{с}} \text{ I-Пк} < 75^{\circ}\text{C}$ 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
2004				05.03.04	01:06	
	175	22.05.04	13:09			Останов энергоблока в средний ремонт
2005				27.04.05	01:30	
	176	12.06.05	19:39			Останов энергоблока из-за неисправности КАГ-24
2006				11.02.06	08:36	
	177	13.02.06	09:30	04.06.06	01:35	Останов энергоблока в средний ремонт
	178	23.07.06	19:44			Срабатывание АЗ на РУ
2007				29.01.07	23:20	
	179	31.01.07	02:52	21.07.07	02:00	Останов в средний ремонт
	180	31.08.07	19:27			Останов энергоблока в капитальный ремонт
2008				03.09.08	02:12	
2010	181	04.11.08	13:40	11.01.10		Останов энергоблока в капитальный ремонт
	182	23.03.10				

3.2.6 Нарботка турбины паровой К-1000-60/1500-2 на 23.03.2010 г. (дата последнего пуска) составила 140305 часов.

3.2.7. Скорости прогрева металла корпуса ЦВД в контролируемых точках при пусках не превышали предельных значений, указанных в эксплуатационной документации.

3.2.8. Время от включения турбогенератора в сеть до набора номинальной мощности соответствовало пусковым графикам, указанным в эксплуатационной документации.

3.2.9. Вибрационное состояние турбоагрегата – удовлетворительное. Режимов длительной работы с вибрацией подшипников, превышающей предельно допустимые значения, не зафиксировано.

Диапазоны параметров вибрации подшипниковых опор турбины
К-1000-1500/60-2 энергоблок №1 (при режимах работы от холостого хода до номинальной нагрузки) в течении трех последних лет приведены в Таблице 3.3

Диапазоны параметров вибрации подшипниковых опор турбины К-1000-1500/60-2 энергоблок №1 (мм/сек)

Составляющая вибрации		№ подшипниковой опоры											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
вертикальная	min	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,6	0,6	0,5	0,2	0,5	1,1	0,7
	max	0,6	0,5	0,7	0,9	2,5	1,1	2,2	1,2	0,9	1,1	1,8	3,0
поперечная	min	0,2	0,0	0,2	0,2	0,9	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,9	0,8
	max	0,5	0,3	0,4	0,4	1,7	0,7	1,4	0,8	0,8	2,5	1,7	1,4
осевая	min	0,4	0,2	0,2	0,2	0,5	0,2	0,9	0,6	0,5	0,4	0,9	0,3
	max	0,6	0,4	0,5	2,9	2,9	2,3	2,5	1,0	0,9	0,8	2,8	3,2

3.2.10. Состояние основного металла элементов ЦВД, разъёмных, сварных соединений – удовлетворительное. Имеющий место эрозионный износ корпусных деталей (обойм, диафрагм, диафрагменных и концевых паровых уплотнений, разъёмы корпусов ЦВД) находится в прогнозируемых пределах. При ремонтах, в процессе дефектации узлов и деталей турбин отклонения выявляются, после чего устраняются с приведением к требованиям заводских формуляров.

3.2.11. Сведения о монтаже турбины и связанных с ней систем приведены в Таблице 3.4.

Сведения о монтаже турбины и связанных с ней систем

№ п/п	Наименование этапов монтажа турбоагрегата	Дата
1.	Установка конденсаторов : №1 №2 №3	24.09.84 14.09.84 12.09.84
2.	Установка нижних частей турбины: ЦВД ЦНД-1 ЦНД-2 ЦНД-3	28.02.85 22.11.84 05.11.84 31.10.84
3.	Установка статора генератора	05.05.84
4.	Установка возбуждителя	11.10.85

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

№ п/п	Наименование этапов монтажа турбоагрегата	Дата
5.	Установка крышек турбины: ЦВД ЦНД-1 ЦНД-2 ЦНД-3	28.02.85 22.11.84 05.11.84 31.10.84
6.	Пуск турбоагрегата	02.10.85
7.	Ввод в эксплуатацию	25.12.85

3.2.12. Сведения об отказах и нарушениях при эксплуатации турбины приведены в Таблице 3.5.

Таблица 3.5.

Сведения об отказах и нарушениях при эксплуатации турбины

Дата, № отчета, акта	Характер нарушения, отказа	Мероприятие
12.12.2000, № ОТИ-1-03/20	Повреждение оборудования, выявленное в ППР 2000. Повреждение бандажей РВД 2 и 4 ступеней турбины. Непосредственные причины событий: Некачественная дефектация и ремонт РВД в предыдущий капитальный ремонт в ППР-97. Недостатки процедуры: В ППР-97 отсутствовала заводская документация на ремонт ЦВД.	1. Выполнить замену поврежденных бандажей РВД. 2. Выполнить проверку на проходимость всех дренажей главных паропроводов. 3. В каждый капитальный ремонт ЦВД выполнять замер зазоров между лопатками и бандажами и устранять выявленные замечания.
04.01.2001, № ОТИ-1-03/14	Размыв посадочных мест патрубков паровпуска ЦВД энергоблока №1 из-за ослабления крепежа. Непосредственные причины отказов, ошибок персонала: Вытяжка болтов крепления патрубков к корпусу ЦВД в результате циклических нагрузок в процессе пусков-остановов турбины. Согласно словаря кодов - 5.1.1.9. Деформация, ослабление связи.	1. Выполнить ремонт посадочных мест патрубков и н/п корпуса ЦВД. 2. Провести дефектацию патрубков на энергоблоках №1,2,3,4 в объеме действующего техпроцесса и по результатам принять дополнительное решение о вскрытии разъема и замене прокладки п.11. 3. Запросить НПО «Турбоатом» о необходимости корректировки техпроцесса в части вскрытия разъема в каждый кап.ремонт ЦВД. 4. Запросить НПО «Турбоатом» о критерии замены крепежа п.27 патрубков паровпуска.

3.2.13. Сведения об инцидентах и авариях на турбине: за весь срок службы инцидентов и аварий на турбине зафиксировано не было.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

3.2.14. Сведения о проведенных модернизациях турбины.

В соответствии с Решением №АЭС ТР-159К06 концерна «Росэнергоатом» для повышения надежности и эффективности систем сепарации пара турбоустановок АЭС с ВВЭР-1000 и для увеличения мощности в ППР-2007 на блоке №1 в ресиверах после ЦВД установлены предсепарационные устройства «POWERSEP», фирмы «Балке-Дюрр».

В ППР-2010 на энергоблоке №1, при намеченном повышении тепловой мощности реактора до 104% от номинальной (3120 МВт) и изменении расхода свежего пара () увеличена пропускная способность проточной части турбины путем замены сопловых аппаратов и рабочих лопаток 1-й ступени ЦВД 1SA10Z01 (стороны регулятора и стороны генератора) на новые, с увеличенными площадями проходных сечений. Работы выполнены в соответствии с Решением №БлкАЭС 1Р-229к (1.6) 2009 концерна «Росэнергоатом» в рамках «Мероприятий по увеличению межремонтного периода турбины К-1000-60/1500-2» №407-44 от 31.07.2007, (утверждены главным конструктором паровых и газовых турбин ОАО «Турбоатом» В.Л. Швецовым)

3.2.15. Сведения о проведенных ремонтах.

Согласно плану ремонта оборудования турбинного отделения периодичность (цикл) ремонта ЦВД, ЦНД-1,2,3 - КТТТ.

Ремонты ЦВД и турбины в целом производятся в соответствии с требованиями РД ЭО-0069-97, регламента Р.ОППР/14, техпроцессов ТП 381411.01102.00326, ТП 381411.01102.00328 и конструкторской документации.

Сведения о проведенных ремонтах за последний ремонтный цикл приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6.

Сведения о проведенных ремонтах ЦВД за последний ремонтный цикл

Год	Вид ремонта	Отчетная документация
2005	КР	Акт №ОППР2-13/2-99 от 24.06.05
2006	ТР	Акт №ОППР2-13/2-70 от 28.07.06
2006	ТР	Акт №ОППР2-13/2-70 от 10.09.07
2008	ТР	Акт №ОППР2-13/2-83 от 13.11.08
2009	Останов блока не производился	
2010	КР	Акт №ОППР2-13/2-88 от 16.03.10

4. Результаты обследования и оценки технического состояния.

4.1. Работы по обследованию и оценке технического состояния турбины проводились по «Программе обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса ЦВД

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС» и составленной на ее основе рабочей программе (п.15.1 РП.ОДМ-08/1-2010).

Комплект заключений, актов и протоколов обследования состояния ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС (копии) приведен в Приложении 3 к настоящему Заключению.

4.2. Работы по обследованию технического состояния выполнены в полном объеме. Результаты обследования приведены ниже.

4.2.1. Корпус цилиндра высокого давления. Корпус внешний ЦВД. Корпус внутренний ЦВД. Паровпускной коллектор.

4.2.1.1. Визуальным контролем 100% наружной и внутренней (в доступных местах) поверхности корпусов, сварных соединений паровпускного коллектора обнаружены эрозионные повреждения на внутренней поверхности верхней и нижней половины наружного корпуса со стороны регулятора и генератора.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/336 от 29.01.2010 г.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/858 от 10.02.2010 г.

Обнаруженные дефекты устранены при проведении ремонта (свидетельство №ТЦ1-03-06/1-691).

Визуальным контролем сварных соединений паровпускного коллектора дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/879 от 11.02.2010 г.

4.2.1.2. Капиллярным контролем радиусных переходов в верхней и нижней частях внешнего корпуса цилиндра от фланцев горизонтального разъема дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/356 от 29.01.2010 г.

Капиллярным контролем радиусных переходов в верхней части внутреннего корпуса цилиндра от фланцев горизонтального разъема дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/558 от 03.02.2010 г.

Капиллярным контролем радиусных переходов литья корпуса образующих выхлопные патрубки дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/357 от 29.01.2010 г.

Капиллярным контролем радиусных переходов на нижней и верхней части внешнего корпуса ЦВД с обеих сторон паровпуска под фланцем горизонтального разъема дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/557 от 03.02.2010 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Капиллярным контролем поверхности горизонтального разъёма нижних и верхних половин корпусов ЦВД в центре (по оси ЦВД) в районе установки шпилек М 100×4 для внутреннего корпуса, М 120×4 для внешнего корпуса дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/456 от 01.02.2010 г.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/457 от 01.02.2010 г.

Капиллярным контролем радиусных переходов литья корпуса ЦВД к трубопроводам паровпуска дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/678 от 05.02.2010 г.

Капиллярным контролем радиусных переходов литья корпуса ЦВД к трубопроводам 1-2 отборов дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/677 от 05.02.2010 г.

4.2.1.3. По результатам ультразвуковой толщинометрии 100% околошовных зон приварки трубопроводов отборов 1-2, фактическая толщина элементов составляет:

- для 1 отбора – 12,3÷13,9 мм;

- для 2 отбора – 12,3÷14,1 мм.

Замеренные толщины удовлетворяют условиям прочности с учетом предполагаемого утонения при окончании продленного срока эксплуатации (150 тыс. часов сверх срока службы 30 лет) согласно 51РР10 «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Расчёт на прочность корпуса ЦВД».

Заключение по результатам ультразвукового измерения толщины №ОДМиТК-1-14/741 от 06.02.2010 г.

4.2.1.4. По результатам ультразвуковой толщинометрии 50% околошовных зон приварки трубопроводов выхлопов, фактическая толщина элементов составляет 10,2÷11,0 мм.

Замеренные толщины удовлетворяют условиям прочности с учетом предполагаемого утонения при окончании продленного срока эксплуатации (150 тыс. часов сверх срока службы 30 лет) согласно 51РР10 «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Расчёт на прочность корпуса ЦВД».

Заключение по результатам ультразвукового измерения толщины №ОДМиТК-1-14/549 от 02.02.2010 г.

4.2.1.5. По результатам ультразвуковой толщинометрии фактическая толщина гибов паровпускного коллектора составляет 66,2÷118,6 мм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Замеренные толщины удовлетворяют условиям прочности с учетом предполагаемого утонения при окончании продленного срока эксплуатации (150 тыс. часов сверх срока службы 30 лет) согласно расчету 7078,А.

Заключение по результатам ультразвукового измерения толщины №ОДМиТК-1-14/554 от 02.02.2010 г.

4.2.1.6. По результатам ультразвуковой толщинометрии фактическая толщина околошовных зон сварных соединений паровпускного коллектора составляет $51,0 \div 71,8$ мм;

Замеренные толщины удовлетворяют условиям прочности с учетом предполагаемого утонения при окончании продленного срока эксплуатации (150 тыс. часов сверх срока службы 30 лет) согласно расчету 7078,А. *Заключение по результатам ультразвукового измерения толщины №ОДМиТК-1-14/534 от 02.02.2010 г.*

4.2.1.7. Капиллярным контролем участка металла корпуса шаровой камеры дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/895 от 11.02.2010 г.

4.2.2. Ротор высокого давления (РВД).

4.2.2.1. Визуальным контролем 100% поверхности ротора, входных и выходных кромок лопаток, хвостовиков, проволочных связей, бандажей 1÷7 ступени (в доступных местах) на стороне регулятора и генератора обнаружены следующие дефекты:

- основной металл: на гребне упорного подшипника со стороны генератора обнаружены забоины размерами до $12 \times 6 \times 0,5$ через 20мм в количестве 6 шт. (отсчет по часовой стрелке от призонного отверстия №7 фланца ротора);

- радиусные переходы, сварные соединения: со стороны регулятора на расстоянии 600мм в сторону регулятора от сварного шва №1. на расстоянии 250мм по часовой стрелке от балансировочных грузов обнаружена цепочка растрескиваний на длине 30мм, шириной раскрытия до 1мм, максимальной длиной 10мм;

- рабочие лопатки, бандажи: на 4 ступени со стороны генератора отсутствует участок бандажа на 4-х лопатках длиной 350мм;

- на остальных участках контроля дефектов не выявлено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/93 от 22.01.2010 г.

По результатам контроля на основании Протокола технического совещания по ремонту 1РВД энергоблока №1 Балаковской АЭС в ППР-10 №ОППР-1-16/35 от 01.02.2010 г. и в соответствии с Технологическими указаниями по установке ленточного бандажа на лопатки 4 ступени РВД (сторона генератора) турбины К-1000-60/1500-2 энергоблока «1 в ППР-10

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

№ОППР-1-39/23 от 26.01.2010 г. произведено устранение обнаруженных дефектов с последующим контролем. Дефектов при контроле не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/318 от 29.01.2010 г.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/511 от 01.02.2010 г.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/900 от 12.02.2010 г.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/901 от 12.02.2010 г.

4.2.2.2. Капиллярным контролем сварных соединений, радиусных переходов концевых частей вала, мест прилегания концевых уплотнений шейки вала в объеме 10%, мест прилегания диафрагменных уплотнений в объеме 10%, мест переходов радиусов от вала к дискам в объеме 10%, мест прилегания гребней дисков к хвостовикам лопаток 1÷7 ступеней (зона шириной 20мм) на стороне регулятора и генератора дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/358 от 29.01.2010 г.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/458 от 01.02.2010 г.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/637 от 04.02.2010 г.

4.2.2.3. По результатам измерения твердости механические свойства (усредненные) сварных соединений РВД составляют:

- твердость – $187 \div 215$ НВ;

- R_m – $545,8 \div 637,6$ МПа;

- $R_{p0,2}$ – $448,8 \div 530,4$ МПа;

- A_s – $23,3 \div 27,3$ %;

- Z – $72,6 \div 76,8$ %,

что удовлетворяет условиям прочности согласно 52РР2 «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Расчёт на прочность валопровода».

Протокол измерения твердости металла №ОДМиТК-3-08/141 от 29.01.2010 г.

4.2.2.4. По результатам замеров значения биений ротора удовлетворяют требованиям КД.

Карта эскизов. Биение ротора ВД. б/н от 32.01.2010 г.

4.2.2.5. Капиллярным контролем выходных кромок лопаток 7 ступени (снаружи) на стороне регулятора и генератора дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/585 от 03.02.2010 г.

Капиллярным контролем Хвостовиков лопаток 1÷7 ступеней в доступных местах на стороне регулятора и генератора дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/584 от 03.02.2010 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

4.2.2.6. Ультразвуковым контролем шеек вала дефектов не обнаружено

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМиТК-1-14/1002 от 19.02.2010 г.

4.2.2.7. Капиллярным контролем торцевой и радиальной поверхностей фланца ротора в объеме 10% дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/586 от 03.02.2010 г.

4.2.2.8. Капиллярным контролем призонных отверстий фланца ротора дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/594 от 03.02.2010 г.

4.2.3. Сопловой аппарат, обоймы и диафрагмы ЦВД.

4.2.3.1 Визуальным контролем 100% поверхности обойм, входных и выходных кромок направляющих лопаток, диафрагм ЦВД обнаружены следующие дефекты:

- эрозионные повреждения глубиной от 0,1 до 2 мм на горизонтальных разъемах верхних и нижних диафрагм 4-5, 6-7 ступеней как со стороны генератора, так и со стороны регулятора;

- эрозионные повреждения глубиной от 0,1 до 2 мм на горизонтальных разъемах внутренних обойм верхнего и нижнего полукорпусов 4-5, 6-7 ступеней как со стороны генератора, так и со стороны регулятора;

- эрозионные повреждения глубиной от 0,1 до 2 мм на горизонтальных разъемах верхних и нижних диафрагм 2-3 ступеней как со стороны генератора, так и со стороны регулятора.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/336 от 29.01.2010 г.

Обнаруженные дефекты устранены при проведении ремонта путем выборок с последующей заваркой (свидетельство №ТЦ1-03-06/1-691).

4.2.4. Призонные болты соединительной муфты роторов ЦВД и ЦНД турбоагрегата.

4.2.4.1. Визуальным контролем 100% поверхности болтов соединительной муфты роторов ЦВД и ЦНД дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМ/857 от 10.02.2010 г.

4.2.4.2. Ультразвуковым контролем болтов соединительной муфты роторов ЦВД и ЦНД дефектов не обнаружено.

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМиТК-1-14/1001 от 19.02.2010 г.

4.2.5. Шпильки корпусов ЦВД.

4.2.5.1. Визуальным контролем 100% шпилек внешнего и внутреннего корпусов ЦВД дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/208 от 26.01.2010 г.

4.2.5.2. Ультразвуковым контролем 25% шпилек внешнего и внутреннего корпусов ЦВД дефектов не обнаружено.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМуТК-1-14/127 от 23.01.2010 г.

4.3. По результатам выполненного обследования текущее техническое состояние ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС – работоспособное, исправное (по ГОСТ 27.002-89), соответствует требованиям ЭД, ПКД и НД. Существующая система эксплуатации и ТОиР соответствует требованиям ЭД и НД и обеспечивает поддержание требуемого технического состояния и надежности. Выполненный анализ не выявил повреждающих факторов, механизмов старения металла, препятствующих дальнейшей эксплуатации.

5. Результаты оценки остаточного ресурса.

5.1. Результаты расчетной оценки выработки ресурса ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС приведены в Техническом отчете ОАО «Турбоатом» «Расчетная оценка выработки ресурса ротора высокого давления турбины К-1000-60/1500-2 блока №1 Балаковской АЭС».

Выполненные расчётные работы позволяют сделать следующие выводы

5.1.1. Выработка ресурса РВД на момент обследования составляет менее 1%.

5.1.2. При проведении последующих капитальных ремонтов необходимо контролировать РВД в соответствии с указаниями эскиза №6789/X1 (Приложение 4). Объем и способы контроля должны определяться по фактическому состоянию оборудования.

5.2. Результаты обследования в рамках работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса позволяют сделать следующие выводы

5.2.1. Механические свойства сварных швов ротора ВД черт. Б-521-20СБ зав. №112006, удовлетворяют условиям прочности в полном объеме согласно расчету валопровода на прочность (52РР2). Для уточнения динамики изменения механических свойств необходимо в 2022 г. провести повторные замеры твердости.

5.2.2. Замеренные толщины удовлетворяют условиям прочности с учетом предполагаемого утонения при окончании продленного срока эксплуатации (150 тыс. часов сверх срока службы 30 лет). Для уточнения скорости протекания коррозионных процессов необходимо в 2022 г. провести ультразвуковую толщинометрию элементов ЦВД по аналогичной программе.

5.3. Принимая во внимание:

- результаты работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №290/12-09-3.1

- требования п. 10.2 РД ЭО 0630–2005,

ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС может быть допущен к дальнейшей эксплуатации на ресурс 150 тыс.ч. сверх проектного срока службы (30 лет) с учетом рекомендаций пп. 5.1, 5.2 настоящего Заключения.

6. Выводы.

6.1. В соответствии с результатами проведенных работ установлено, что техническое состояние ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС работоспособное.

6.2. В соответствии с результатами проведенных работ по оценке технического состояния, расчетов на прочность и обоснования остаточного ресурса ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС может быть допущен к дальнейшей эксплуатации до 01.01.2035 г. (но не более наработки в 150 тыс.ч., исчисляемой сверх проектного срока службы, т.е. с 25.12.2015 г.) с выполнением рекомендаций изложенных в п.6.3 настоящего Заключения.

6.3. Для обеспечения безопасной эксплуатации ЦВД в течение продлеваемого срока службы необходимо выполнение следующих мероприятий:

6.3.1. Выполнение рекомендаций изложенных в п 5.1.2 настоящего Заключения

6.3.2. С учетом рекомендаций п.5.2.1 и п.5.2.2 настоящего Заключения провести в 2022 г. контроль технического состояния ЦВД 1SA10Z01 турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС с привлечением специализированной организации.

Начальник отдела
экспертизы оборудования АЭС



В.А. Адамов

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ

1. НП-001-97. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97).
2. НП-017-2000. Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции.
3. СТО.1.1.1.01.0678-2007. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций.
4. РД-ЭО-0281-01. Положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.
5. ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Основные понятия, термины и определения.
6. Частный отчет по результатам проведения обследования оборудования и трубопроводов систем второго контура энергоблока №1 Балаковской АЭС для продления срока эксплуатации..
7. СТО 1.1.01.006.0327-2008. Стандарт организации. Продление срока эксплуатации блока атомной станции.
8. Распоряжение Министерства Российской Федерации по Атомной энергии №302-р от 26.09.2000г. «О реализации среднесрочной программы продления срока эксплуатации действующих мощностей АЭС».
9. АТПЭ-9-03. Типовая программа эксплуатационного контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов атомных электростанций с ВВЭР-1000.
10. РД ЭО-0630-2005. Методические указания по контролю металла с целью продления срока эксплуатации турбин атомных электростанций сверх назначенного срока.
11. РД ЭО-0069-97. Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций.
12. ПНАЭ Г-7-014-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть 1. Контроль основных материалов, полуфабрикатов.
13. ПНАЭ Г-015-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Магнитопорошковый контроль.
14. ПНАЭ Г-7-016-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль. Госатомэнергонадзор, 1989 г.
15. ПНАЭ Г-7-018-89. Унифицированная методика контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Капиллярный контроль.
16. ПНАЭ Г-7-025-90. Стальные отливки для атомных энергетических установок. Правила контроля.
17. ПНАЭ Г-7-030-91. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть 2. Контроль сварных соединений и наплавки.

18. РД ЭО 0027-05. Инструкция «Определение характеристик механических свойств металла оборудования атомных электростанций безобразцовыми методами по характеристикам твердости», Москва, ВНИИАЭС, 2005г.

19. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Швы сварные. Методы ультразвуковые.

20. ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

21. РД ЭО 0199-00. Инструкция по определению содержания ферритной фазы в наплавленном металле сварочных и наплавочных материалах, основном металле сварных швов аустенитных нержавеющей сталей и антикоррозионной наплавке оборудования и трубопроводов АС.

22. ПНАЭ Г-7-031-91. Унифицированная методика контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть 3. Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий.

23. ГОСТ 9012 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю.

24. ПНАЭ Г-7-019-89. Унифицированная методика контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Контроль герметичности. Газовые и жидкостные методы.

25. РД ЭО-0142-99. Методика ультразвукового контроля крепежа АЭС.

26. РД ЭО-0141-98 Типовые технические требования к методикам оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблоков АС (тепломеханического оборудования).

27. П.ОМиПРО/03 Положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков Балаковской АЭС.

28. Инструкция по ультразвуковому контролю эрозионно-изношенных выходных кромок рабочих лопаток турбин. М. СПО «Союзтехэнерго». 1979 г.

29. РД ЭО 2728011.001.2007. Визуальный и измерительный контроль, капиллярный контроль шпилечных гнезд, шпилек, болтов, гаек и шайб фланцевых разъемов оборудования АЭС. Нормы оценки качества.

**ПРОГРАММА ОБСЛЕДОВАНИЯ, ОЦЕНКИ
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА
ЦВД 1SA10Z01 ТУРБИНЫ ПАРОВОЙ К-1000-60/1500-2
ЭНЕРГОБЛОКА № 1 БАЛАКОВСКОЙ АЭС**