



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

394052, г. Воронеж, ул. Матросова, 127, тел./факс: (473) 271-37-71, 251-93-30
<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.

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор ООО «Ресурс»



С.Н. Доронкин

2011 г.

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер Балаковской АЭС

В.Н. Бессонов

« 08 »

2011 г.


ЗАКЛЮЧЕНИЕ №102/12-11-3.1

**О ТЕХНИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ И ОСТАТОЧНОМ РЕСУРСЕ
ЦНД-2 (1SA30Z01) СИСТЕМЫ ТУРБИНЫ К-1000-60/1500-2
ЭНЕРГОБЛОКА №1 БАЛАКОВСКОЙ АЭС**

Воронеж 2011г.

**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ ДОЛЖНОСТНЫХ ЛИЦ
БАЛАКОВСКОЙ АТОМНОЙ СТАНЦИИ**

1-й Заместитель главного
инженера по эксплуатации

 А.М. Сиротин

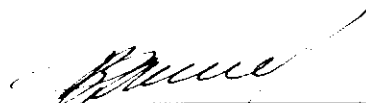
« 07 » 09 2011 г.

Начальник ТЦ-1

 А.А. Сиротин

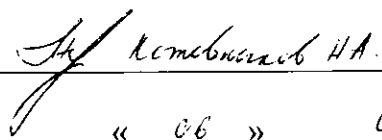
« 07 » 09 2011 г.

Начальник ЦЦР

 А.В. Емельянов

« 06. » 09. 2011 г.

Начальник ОДМиТК

 С.В. Якушев

« 06 » 09 2011 г.

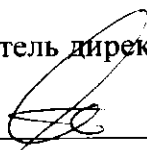
Заместитель начальника ОМиПР

 Ю.В. Лавриков

« 02 » 09 2011 г.

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

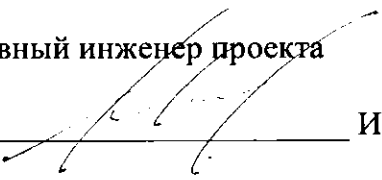
Заместитель директора ИМиМ

 И.И. Ляшков

« 01 » 05 2011 г.

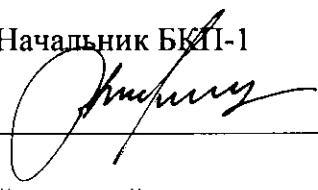
**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЙ ДОЛЖНОСТНЫХ ЛИЦ
ОАО «АТОМЭНЕРГОПРОЕКТ»**

Главный инженер проекта


_____ И.А. Чистозвонов

« _____ » _____ 2011 г.

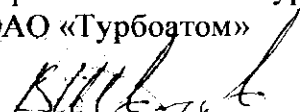
Начальник БКП-1


_____ В.В. Воронцов

« _____ » _____ 2011 г.

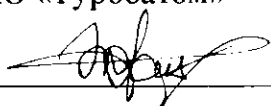
**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЙ ДОЛЖНОСТНЫХ ЛИЦ
ОАО «ТУРБОАТОМ»**

Главный конструктор
паровых и газовых турбин
ОАО «Турбоатом»

 В.Л. Швецов

« _____ » _____ 2011 г.

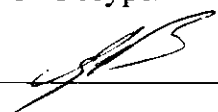
Начальник конструкторского отдела
эксплуатационной наладки и надежности
ОАО «Турбоатом»

 М.Н. Жабин

« _____ » _____ 2011 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ РАЗРАБОТАНО

Начальник отдела экспертизы
оборудования АС
ООО «Ресурс»

 В.А. Адамов

« 30 » 08 2011 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Список принятых сокращений.	8
1. Введение	9
2. Сведения о турбине	10
3. Результаты анализа технической документации и истории эксплуатации.	11
4. Результаты обследования технического состояния.	33
5. Результаты оценки технического состояния.....	40
6. Результаты оценки остаточного ресурса.	41
7. Выводы.....	42

ПРИЛОЖЕНИЯ

- 1. Перечень документов, использованных при разработке заключения.**
- 2. Комплект заключений, актов и протоколов обследования состояния ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС.**
- 3. Эскиз №6860/X1. Контроль ротора НД турбины К-1000-60/1500-2**

Список принятых сокращений.

АЭС	атомная электростанция
БалАЭС	Балаковская атомная электростанция
ВВЭР	водо-водяной энергетический реактор
ВК	визуальный контроль
ВиИК	визуальный и измерительный контроль
ВХР	водно-химический режим
ИК	измерительный контроль
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
РНД	ротор низкого 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
ЦНД	цилиндр низкого давления
ЭД	эксплуатационная документация

1. Введение

1.1. Работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса, обоснованию возможности и условий дальнейшей эксплуатации ЦНД-2 (1SA30Z01) 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 ЦНД-2 выполнены и настоящее Заключение разработано в соответствии с требованиями следующих документов:

1.2.1. СТО 1.1.1.01.007.0281-2010. Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков атомных станций.

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 №ТЦ1-01-25/46 от 14.02.2011г. Балаковской АЭС «Оценка и обоснование технического состояния и остаточного ресурса тепломеханического оборудования турбинного отделения энергоблока №1. Инв. №5201».

1.3. Настоящее Заключение распространяется на ЦНД-2 (1SA30Z01) 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 (473) 251-93-30, 271-37-71. 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №102/12-11-3.1

1.5. В соответствии с «Программой обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) 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;
- проведение работ по обследованию состояния металла основных элементов ЦНД-2, необходимых для принятия решения о продлении срока службы, в объёме, установленном «Программой...»;
- анализ результатов обследования металла турбины и повреждений;
- расчет остаточного ресурса РНД;
- установление перечня элементов, ответственных за ресурс турбины, их критических зон и необходимого содержания работ по контролю металла этих элементов в период продленного срока службы ЦНД.

1.6. Термины и их определения, применяемые в настоящем Заключении, соответствуют СТО 1.1.1.01.007.0281-2010.

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°С с промежуточным перегревом до 250°С. 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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №102/12-11-3.1

тока ТВВ-1000-4УЗ мощностью 1000000 кВт, напряжением на клеммах 24000В (Ленинградского производственного электромашиностроительного объединения «Электросила»), монтируемого на общем фундаменте с турбиной.

Турбина предназначена для работы в блоке с реактором типа ВВЭР-1000 по моноблочной схеме и длительно может нести нагрузку в интервале 30-100 % от номинальной нагрузки.

Турбина предназначена для несения базовой части графика нагрузки и участия в нормальном и аварийном регулировании мощности энергосистемы с возможностью привлечения для покрытия переменной части графиков нагрузок.

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 низкого давления» (Б-522-20СБ).

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 низкого давления» (ТП 381411.01102.00325).
- 3.1.8. «Технологический процесс капремонта турбины К-1000-60/1500-2. Валопроед 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. Расчет «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Прочность корпуса ЦНД» (52РР4).
- 3.1.13. «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Расчет на прочность валопроеда» (52РР2).
- 3.1.14. «Инструкция по проведению периодических испытаний и проверок систем турбинного отделения нормальной эксплуатации, важных для безопасности» (И.1,2,3,4.ТЦ-1,2/26).
- 3.1.15. Графики ремонта и опробования элементов системы.
- 3.1.16. Отчетная документация по ТОиР, контролю металла и сварных соединений, результатам проверок и испытаний.
- 3.1.17. Акты и отчеты по расследованию отказов и нарушений в работе, имевших место за время эксплуатации.
- 3.1.18. Отчетная и эксплуатационная документация по эксплуатационным режимам.
- 3.1.19. Принятые за время эксплуатации технические решения, направленные на изменение проектных решений, модернизацию или замену отдельных элементов.
- 3.1.20. Акты выполненных работ на узлах турбоустановок с 1985 г.
- 3.1.21. Технические решения по ремонтам и реконструкциям с 1985 г.
- 3.1.22. Записи журналов оперативного персонала по пуску и останову турбоагрегатов.
- 3.1.23. 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;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №102/12-11-3.1

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.

В соответствии с «Инструкцией по проведению периодических испытаний и проверок систем турбинного отделения нормальной эксплуатации, важных для безопасности» И.1,2,3,4.ТЦ-1,2/26 по Рабочей программе РП.1,2,3,4.СА.ТЦ/65 проводятся периодические эксперецс-испытания турбины с целью проверки основных показателей турбоустановки и сравнения их с нормативными.

Технические характеристики, параметры отборов и Предельные значения контрольных показателей теплового и механического состояния турбины К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС приведены в Таблицах 3.1÷3.3.

Таблица 3.1.

Технические характеристики турбины К-1000-60/1500-2, энергоблок №1 Балаковской АЭС

№ п/п	Характеристика (параметр)	Значение
1	2	3
1.	Тип	К-1000-60/1500-2
2.	Номинальная мощность, МВт	1033
3.	Номинальная частота вращения ротора турбины, об/мин	1500
4.	Направление вращения ротора турбины, если смотреть со стороны переднего стула в сторону генератора	По часовой стрелке
5.	Частота вращения ротора на ВПУ, об/мин	1/7
6.	Номинальные параметры пара перед СРК: 1) давление, кгс/см ² 2) температура, °С	60 274,3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №102/12-11-3.1

1	2	3
7.	Максимальные параметры пара перед СРК (при отключении турбины и закрытых клапанах): 1) давление, кгс/см ² 2) температура, °С	80 293,6
8.	Степень сухости пара перед СРК: 1) номинальная 2) минимальная	0,995 0,990
9.	Максимальный расход пара на турбину, включая расход греющего пара на промежуточный перегрев, т/ч	6430
10.	Расчетная степень сухости пара после сепаратора	0,999
11.	Потеря давления перегреваемого пара в сепараторе-пароперегревателе, %	3
12.	Суммарная потеря давления в промежуточной системе ЦВД-СПП-ЦНД, %	7
13.	Температура пара после СПП, °С	250
14.	Абсолютное давление пара перед ЦНД, кгс/см ²	11,4
15.	Абсолютное давление в деаэраторе, кгс/см ²	7,0
16.	Температура питательной воды при: 1) включенных ПВД, °С 2) отключенных ПВД, °С	220±5 165
17.	Расчетное абсолютное давление пара на входе в конденсаторы при расчетной температуре охлаждающей воды 15 °С и расходе её (на три конденсатора) 169800 м ³ /ч, кгс/см ²	0,4
18.	Максимальная температура охлаждающей воды, при которой обеспечивается надежная работа турбины, °С	33
19.	Расход химобессоленной воды в конденсаторы турбины при температуре 30 °С: 1) номинальный, т/ч 2) допускаемый максимальный, т/ч	60 250
20.	Нерегулируемые отборы пара сверх отборов на регенерацию и приводные турбины ТПН: 1) на трехступенчатый подогрев сетевой воды по графику 130/70 °С общей производительностью, Гкал/ч 2) на технологические нужды станции при абсолютном давлении 11,6 кгс/см ² в количестве, т/ч	200 150
21.	Расход конденсата после конденсатных насосов 2-ой ступени на уплотнения ТПН, т/ч	120
22.	Уровень в конденсаторе, мм	1700
23.	Конструктивная схема турбины	ЦВД+3ЦНД
24.	Тип парораспределения	Дроссельное
25.	Количество цилиндров	4
26.	Количество выхлопов ЦВД	2
27.	Количество ступеней в ЦВД	7×2
28.	Количество выхлопов ЦНД	6
29.	Количество ступеней в каждом ЦНД	7×2
30.	Длина рабочей лопатки последней ступени ЦНД, мм	1450
31.	Средний диаметр последней ступени ЦНД, мм	4150

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №102/12-11-3.1

1	2	3
32.	Количество регенеративных отборов пара	7
33.	Структурная формула системы регенерации	4ПНД+Д+2ПВД
34.	Допустимое количество пусков	1500
35.	Количество пусков в течение года, не более	50
36.	Наработка на отказ, ч, не менее	5500
37.	Коэффициент готовности, не менее	0,97
38.	Срок службы, лет, не менее	30
39.	Габариты турбины (без конденсаторов): 1) длина, м 2) высота от оси горизонтального разъема до атмосферных клапанов (в части ЦНД), м 3) ширина (по ЦНД), м	50,43 4,88 14,86
40.	Масса наиболее тяжелой сборочной единицы для монтажа и эксплуатации (ротор ЦНД), т	180
41.	Общая масса турбины (без конденсаторов, СПП и другого оборудования, входящего в объем поставки), т	3104
42.	Диаметры шеек роторов: 1) ЦВД, мм 2) ЦНД, мм	560 800
43.	Отборы на регенерацию от ЦВД: 1) 1-ый отбор 2) 2-ой отбор 3) 3-ий отбор	за 3-ей ступенью за 5-ой ступенью за 7-ой ступенью
44.	Отборы на регенерацию от ЦНД: 1) 4-ый отбор 2) 5-ой отбор 3) 6-ий отбор 4) 7-ий отбор	за 1-ой ступенью за 2-ой ступенью за 4-ой ступенью за 6-ой ступенью
45.	Количество стопорно-регулирующих клапанов	4
46.	Количество поворотных заслонок	6
47.	Количество стопорных заслонок (для блока 4)	2

**Параметры отборов турбины К-1000-60/1500-2,
энергоблок №1 Балаковской АЭС**

Номера отборов	Потребители пара	Номинальный режим без добавки ХОВ и отбора сверх регенерации			Режим с добавком ХОВ и отборами сверх регенерации		
		Параметры пара в камерах отбора		Массовый расход отбираемого пара, т/ч	Параметры пара в камерах отбора		Массовый расход отбираемого пара, т/ч
		Абсолютное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С		Абсолютное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	
1	2	3	4	5	6	7	8
Свежий пар	Пароперегреватель 2-ой ступени	5,88 (60,0)	274,3	269,3	5,88 (60,0)	274,3	260,0
1-ый отбор (за 3-ей ступенью ЦВД)	Пароперегреватель 1-ой ступени,	2,98 (30,0)	233	163,5	2,95 (29,7)	232	168,0
	ПВД-7	2,98 (30,0)	233	354,5	2,95 (29,7)	232	366,2
2-ой отбор (за 5-ой ступенью ЦВД)	ПВД-6	1,92 (19,2)	209	471,7	1,87 (18,7)	208,0	465,2
3-ий отбор (за 7-ой ступенью ЦВД)	Турбоприводы ПН	1,15 (11,7)	250	125,4	1,08 (11,0)	250,0	128,3
	Деаэратор	1,21 (12,3)	188	40,6	1,14 (11,6)	185,0	90,2
	Технологические нужды	1,21 (12,3)	188	0	1,14 (11,6)	185,0	150,0
4-ый отбор (за 1-ой ступенью ЦНД)	ПНД-4	0,64 (6,5)	193,0	197,5 +4,97	0,58 (5,9)	189,0	202,1
	Бойлер пиковый Б-3	-	-	-	0,58 (5,9)	189,0	121,6
5-ый отбор (за 2-ой ступенью ЦНД)	ПНД-3	0,34 (3,5)	138,0	293,7 +1,4	0,29 (3,0)	133	281,7
	Бойлер основной Б-2	-	-	-	0,079 (0,81)	133	184,9
6-ой отбор (за 4-ой ступенью ЦНД)	ПНД-2	0,093 (0,95)	98	231,2	0,079 (0,81)	93	204,4
	Бойлер основной Б-1	-	-	-	0,079 (0,81)	93	52,1
7-ой отбор (за 6-ой ступенью ЦНД)	ПНД-1	0,024 (0,25)	55	193,3	0,022	61,0	166,7

ЗАКЛЮЧЕНИЕ №102/12-11-3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Из деаэратора	Эжекторы основные	0,69/ 0,49 (7/5)	164,2	4,06	0,69/ 0,49 (7/5)	164,2	4,06
	Эжектор уплотнений	0,69/ 0,49 (7/5)	164,2	3,5	0,69/ 0,49 (7/5)	164,2	3,5

Таблица 3.3.

Предельные значения контрольных показателей теплового и механического состояния турбины К-1000-60/1500-2,

энергоблок №1 Балаковской АЭС

№ п/п	Показатель	Величина показателя	Необходимые действия персонала или автоматики	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Осевой сдвиг, мм	+0,6(-1,2) +1,2(-2,0)	Предупредительная сигнализация. Срабатывание защиты со срывом вакуума, аварийная сигнализация.	«0» прибора осевого сдвига устанавливается при положении ротора, прижатого к колодкам упорного подшипника в сторону генератора. «+» - сдвиг ротора в сторону генератора. «-» - сдвиг в сторону регулятора.
2.	Давление в конденсаторе, кгс/см ²	0,23	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация. Запрет на сбросы горячей среды в конденсатор.	
3.	Прогиб ротора ВД, мм	0,05	Толчок ротора запрещается.	
4.	Давление масла в системе смазки на уровне оси турбины, кгс/см ²	0,9 0,5	Предупредительная сигнализация. Включение резервного масляного насоса. Срабатывание защиты со срывом вакуума, аварийная сигнализация.	
5.	Уровень масла в любом из 2-х демпферных баков генератора, предел	1-ый предел 2-ой предел	Предупредительная сигнализация. Срабатывание защиты со срывом вакуума, аварийная сигнализация.	Понижение уровня масла фиксируется датчиками УЖИ установленными на каждом демпферном баке генератора.
6.	Давление пара в главном паровом коллекторе, кгс/см ²	51	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация.	
7.	Давление пара на выхлопе ЦВД, кгс/см ²	15	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация.	
8.	Уровень в любом корпусе ПВД, см	789	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация.	
9.	Уровень в корпусах ПНД-4 или ПНД-3, см	350	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация.	
10.	Уровень в любом корпусе ПНД-1, см	150	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация.	
11.	Уровень в любом корпусе ПНД-2, см	150	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация.	

1	2	3	4	5
12.	Давление масла в напорной линии импеллера, кгс/см ²	8,6	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация.	
13.	Давление свежего пар перед СРК, кгс/см ²	79	Давление свежего пара привести к номинальному, в течении 5 минут.	
14.	Относительное расширение ротора ЦВД, мм	+3,5 -3,0	Прекратить нагружение (разгружение) турбины при приближении текущего значения относительного расширения к предельному.	
15.	Относительное расширение ротора ЦНД, мм	+40 -2,0	Прекратить увеличение температуры пара на выходе из СПП при приближении текущего значения относительного расширения к предельному.	«0» приборов относительного и абсолютного расширения роторов устанавливается при положении ротора, прижатого к колодкам упорного подшипника в сторону генератора. «+» - удлинение ротора больше, чем корпуса. «-» - удлинение ротора меньше, чем корпуса.
16.	Температура масла после маслоохладителей, °С	45	1. Увеличить расход охлаждающей воды через маслоохладители. 2. Включить резервный маслоохладитель.	
17.	Температура баббита опорных и упорного подшипников турбины, °С	100	Прекратить повышение частоты вращения или нагружение до снижения температуры.	
18.	Температура масла на сливе из подшипников, °С	75	Прекращение повышения частоты вращения, нагружение до снижения температуры.	
19.	Температура баббита опорных подшипников генератора, °С	80	Прекратить повышение частоты вращения или нагружение до снижения температуры.	
20.	Температура баббита уплотнений вала генератора, °С	90	Прекратить повышение частоты вращения или нагружение до снижения температуры.	

1	2	3	4	5
21.	Температура металла выхлопных патрубков ЦНД, °С	75	При достижении указанной температуры турбины должна быть остановлена для устранения причины нарушения работы системы охлаждения выхлопных патрубков.	
22.	Температура пара после пароприемных устройств конденсаторов, °С	100	Устранить причину нарушения подачи конденсата к пароприемным устройствам.	
23.	Вибрация подшипников, мм/с	4,5	Прекратить повышение частоты вращения или нагружение до снижения вибрации.	
		7,1	Остановить турбину в срок не позднее, чем через семь суток, для выяснения и устранения причин вибрации.	
24.	Вибрация роторов турбины, мкм	150	Прекратить повышение частоты вращения или нагружение до снижения вибрации.	
25.	Тепловое расширение корпуса ЦВД, мм	18,03		«0» приборов теплового расширения корпуса
26.	Тепловое расширение корпуса ЦНД: 1) на номинальной мощности ($P_k=0,04 \text{ кгс/см}^2$), мм; 2) на холостом ходу, после сброса нагрузки, в результате разогрева вентиляционного патрубков, мм.	4,18 7,98	Проверить работу системы охлаждения выхлопных патрубков.	устанавливается при холодном состоянии турбины.

3.2.5. Число пусков турбины на 31.08.2011 г. составило 183.

Наработка турбины паровой К-1000-60/1500-2 на 31.08.2011 г. составила 161 482 часа.

Более подробные сведения по пускам-остановам и наработке турбины приведены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4

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

Год	№ пус ка	Пуск ТА		Останов ТА		Нара- ботка, ч	Причина останова
		дата	время	дата	время		
1985	1	25.12.85	03:47	25.12.85	04:01	0	Срабатывание АЗ
	2	25.12.85	11:45	25.12.85	14:00	2	Испытание режима обесточения по программе
	3	25.12.85	23:05				Испытание режима обесточения по программе
1986				03.01.86	01:15	197	
	4	04.01.86	06:12	05.01.86	10:00	224	Срабатывание АЗ по причине отключения 2-х ГЦН из-за повышения температуры масла
	5	05.01.86	16:13	07.01.86	01:59	258	Ложное срабатывание защиты по отключению ГЦН из-за повышения температуры масла
	6	07.01.86	06:13	07.01.86	06:48	259	Отключение блочного трансформатора 1Т-2
	7	07.01.86	07:03	07.01.86	14:59	267	Испытание защиты по отключению 2-х ТПН по программе
	8	07.01.86	17:20	09.01.86	02:50	300	Останов блока на ППР
	9	20.01.86	01:00	26.01.86	02:10	445	АВР м/с ГЦН, срабатывание АЗ I комплекта
	10	26.01.86	04:10	26.01.86	04:42	446	Ложное срабатывание АЗ II комплекта $\Delta P_{гцн} < 2.5/5сек$
	11	28.01.86	23:02	15.02.86	17:37	873	Срабатывание АЗ по повышению давления в первом контуре $> 180 \text{ кгс/см}^2$.
	12	15.02.86	22:00	16.02.86	08:30	883	Испытания по программе 46-ПР-РЦ
	13	16.02.86	09:30	16.02.86	10:16	884	Останов ТГ-1 для устранения дефектов
	14	18.02.86	15:44	18.02.86	18:53	887	Срабатывание АЗ из-за неправильных действий персонала ЦТАИ по вводу АЗ I комплекта
	15	18.02.86	22:22	19.02.86	07:58	897	Отключение КАГ-24, посадка СК ТГ
	16	19.02.86	23:47	22.02.86	16:23	961	Срабатывание АЗ по повышению давления в первом контуре $> 180 \text{ кгс/см}^2$.
	17	23.02.86	00:29	25.02.86	07:02	1016	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	18	28.02.86	06:39	28.02.86	14:35	1024	Срабатывание АЗ РУ
	19	02.03.86	06:47	16.03.86	22:25	1375	Испытания режима сброса нагрузки по отключению КЭН
	20	17.03.86	02:20	18.03.86	11:25	1408	Срабатывание АЗ по отключению ГЦН
	21	19.03.86	02:18	20.03.86	15:01	1445	Ложный сигнал на отключение ТА из-за дефекта УКТС

Год	№ пус-ка	Пуск ТА		Останов ТА		Нара-ботка, ч	Причина останова
		дата	время	дата	время		
	22	21.03.86	07:10	23.03.86	13:27	1499	Ложный сигнал на отключение ТА из-за дефекта УКТС
	23	23.03.86	22:51	25.03.86	11:40	1536	Сброс нагрузки из-за отключения ТПН-1,2
	24	25.03.86	18:05	01.04.86	18:19	1704	Останов блока на ППР
	25	12.04.86	06:00	12.04.86	15:57	1714	Испытания режима сброса электрической нагрузки до $N_{эл}=0$ МВт по программе № 46 ПР
	26	12.04.86	16:30	13.04.86	05:13	1727	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	27	14.04.86	07:40	15.04.86	16:35	1760	Срабатывание АЗ по отключению 4-х ГЦН из-за роста температуры масла
	28	17.04.86	23:10	21.04.86	23:15	1856	Срабатывание АЗ из-за расцепления ОР СУЗ
	29	22.04.86	05:45	23.04.86	07:33	1882	Работа ПЗ по повышению давления второго контура > 70 кгс/см ² .
	30	23.04.86	20:17	18.05.86	14:18	2476	Потеря возбуждения генератора, срабатывание АЗ
	31	19.05.86	00:18	24.05.86	21:07	2617	Останов из-за неисправности системы возбуждения генератора
	32	25.05.86	11:15	27.05.86	01:10	2655	Дефект блочного трансформатора 1Т-2
	33	02.06.86	02:53	06.06.86	20:45	2768	Разгрузка блока до $N_{эл}=0$ МВт при переходе на разомкнутую схему
	34	06.06.86	21:45	08.06.86	11:22	2806	Останов из-за неисправности системы возбуждения генератора
	35	08.06.86	20:07	12.06.86	10:28	2892	Срабатывание АЗ по отключению ГЦН из-за роста температуры масла
	36	12.06.86	23:20	04.07.86	23:45	3421	Ремонт системы продувки ПГ, устранение свищей в машзале
	37	08.07.86	18:44	18.07.86	17:40	3660	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	38	19.07.86	03:14	28.07.86	08:48	3881	Останов из-за роста уровня в ПНД
	39	28.07.86	21:40	03.08.86	00:41	4004	Срабатывание АЗ после отключения 2-х ТПН, рост уровня в ПНД
	40	16.09.86	22:33	30.09.86	14:40	4332	Потеря возбуждения генератора, срабатывание АЗ
	41	09.10.86	21:07	11.10.86	15:02	4374	Срабатывание АЗ РУ
	42	12.10.86	01:59	18.10.86	13:47	4530	ДФЗ по 3 фазам АТ, срабатывание АЗ по уровню в ПГ
	43	18.10.86	20:25	29.10.86	20:33	4794	Срабатывание АЗ по $\Delta t_{с I-II}$ к
	44	30.10.86	02:14	03.11.86	11:19	4899	Срабатывание АЗ по отключению 2-х ГЦН из-за снижения уровня в ПГ
	45	03.11.86	13:35	14.11.86	13:27	5163	«Земля» на выводах генератора, срабатывание АЗ
	46	15.11.86	21:24	16.11.86	13:57	5180	Отключение ТГ из-за попадания влаги на токопроводы
	47	17.11.86	09:11	25.11.86	16:20	5379	Рост уровня в конденсаторе ТПН-2, снижение уровня в ПГ-4, срабатывание АЗ
	48	25.11.86	21:13	29.11.86	11:57	5466	Вывод в ремонт ВЛ-500 «Ключики»

Год	№ пус-ка	Пуск ТА		Останов ТА		Нара-ботка, ч	Причина останова
		дата	время	дата	время		
1987	49	29.11.86	14:25	04.12.86	14:47	5586	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	5760	Отказ регулятора уровня в ПГ-3, рост уровня в ПГ-3, срабатывание АЗ
	51	12.12.86	06:35	28.12.86	08:19	6145	Отключение ВВ-1Т-1,2, срабатывание АЗ по уровню в ПГ1-4
	52	28.12.86	17:19			6993	Ложное срабатывание защиты генератора от замыкания на землю
				02.02.87	00:42		
	53	03.02.87	03:18	18.02.87	14:15	7364	Ложное срабатывание защиты генератора от замыкания на землю
	54	24.02.87	10:08	18.03.87	10:46	7892	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	8151	Останов энергоблока для проведения капитального ремонта
	56	24.07.87	19:49	25.07.87	19:24	8174	Срабатывание АЗ по факту отключения 2-х ГЦН
	57	26.07.87	08:05	29.07.87	14:25	8252	Срабатывание АЗ по факту отключения 2-х ГЦН
	58	30.07.87	10:54	30.07.87	11:40	8253	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ
	59	30.07.87	15:16	07.08.87	06:25	8436	Срабатывание АЗ по сигналу $dP/dt > 1,5$ по СБ-2
	60	07.08.87	18:45	08.08.87	04:48	8446	Срабатывание АЗ по сигналу $dP/dt > 1,5$
	61	08.08.87	15:45	14.08.87	20:45	8595	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	62	15.08.87	05:14	27.09.87	15:12	9637	Срабатывание АЗ по факту снижения уровней в ПГ из-за отказа регулятора ТПН
	63	28.09.87	05:04	02.10.87	08:55	9737	Отключение выключателя на ОРУ-220
	64	05.10.87	07:41	09.10.87	03:40	9829	Срабатывание АЗ по факту снижения давления первого контура
	65	10.10.87	03:25	25.10.87	11:04	10197	Отключение ТА по сигналу «Понижение уровня в демпферном маслобаке системы уплотнений вала генератора»
	66	25.10.87	17:43	27.10.87	01:27	10229	Останов ТА по заявке на ремонт импульсных трубок ПВД гр.Б
	67	27.10.87	14:49	28.10.87	21:50	10260	Останов ТА по заявке на ремонт трубопроводов I, II отборов
	68	29.10.87	12:16	02.11.87	16:24	10360	Срабатывание АЗ по ложному сигналу на отключение ГЦН
	69	02.11.87	21:40	05.11.87	23:26	10434	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ
	70	06.11.87	09:00	10.11.87	23:32	10544	Останов по заявке для ремонта 1ГЦН-2
	71	17.11.87	06:10	26.11.87	10:36	10764	Останов для устранения дефектов ЭГСП
	72	26.11.87	13:04	28.11.87	23:41	10823	Останов для ремонта ПВД гр.Б

Год	№ пус-ка	Пуск ТА		Останов ТА		Нара-ботка, ч	Причина останова
		дата	время	дата	время		
1988	73	29.11.87	0:8:37	30.11.87	09:15	10856	Останов для ремонта ПВД гр.Б
	74	30.11.87	11:26	12.12.87	11:32	11144	Останов для ремонта 1СПП-3
	75	12.12.87	21:50	13.12.87	22:10	11169	Останов из-за дефекта ОР 12-35
	76	16.12.87	13:58	18.12.87	17:49	11220	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
				02.01.88	13:07	11573	
	78	03.01.88	21:35	22.01.88	23:18	12031	Останов для устранения дефектов СПП
	79	23.01.88	11:44	13.02.88	12:39	12536	Останов для ремонта 1СПП-2
	80	15.02.88	04:53	06.03.88	01:53	13013	Останов для устранения дефектов СПП
	81	07.03.88	04:36	08.03.88	21:03	13053	Останов для ремонта импульсной трубки на датчике давления пара в ПГ-4
	82	12.03.88	06:07	27.03.88	23:03	13430	Срабатывание АЗ по повышению давления во втором контуре
	83	28.03.88	21:35	27.04.88	12:44	14141	Останов из-за отказа ЭГСР
	84	28.04.88	05:35	28.06.88	00:37	15600	Останов энергоблока для проведения среднего ремонта
	85	08.08.88	22:28	09.08.88	21:47	15624	Останов для устранения дефектов системы регулирования турбины
	86	10.08.88	03:19	20.08.88	12:18	15873	Срабатывание ЗУ ТА, закрытие СК, РК из-за дефекта ЦТАИ
	87	20.08.88	12:44	07.09.88	20:48	16313	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ-2
	88	08.09.88	07:29	10.09.88	04:08	16358	Срабатывание АЗ по сигналу Роб>0,3 ложно
	89	10.09.88	07:39	01.10.88	02:26	16856	Останов энергоблока для проведения ТР
	90	06.10.88	18:36	19.10.88	23:50	17174	Останов для устранения дефектов на 1ПГ-3
	91	26.10.88	15:35	26.10.88	16:01	17174	Самопроизвольное открытие 4-х БРУ-К, срабатывание АЗ
	92	27.10.88	13:16	14.11.88	05:26	17598	Останов из-за отключения блочных трансформаторов 1Т-1,2
	93	14.11.88	06:58				Срабатывание АЗ по ложному сигналу Δts I-III<10°C
1989				04.01.89	09:19	18824	
	94	04.01.89	22:51	13.02.89	09:10	19771	Останов из-за отключения блочных трансформаторов 1Т-1,2
	95	14.02.89	23:18	15.02.89	05:31	19777	Отключение выключателя Г-1 защитой из-за короткого замыкания
	96	15.02.89	23:03	07.03.89	15:29	20249	Отключение выключателя Г-1 защитой из-за короткого замыкания
	97	09.03.89	16:20	11.03.89	02:30	20284	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	21055	Останов ТА действием защиты по рассогласованию положения РК ТА>30%
	99	12.04.89	15:36	07.05.89	08:19	21648	Останов для устранения дефектов СПП, конденсаторов, Д-7

Год	№ пус ка	Пуск ТА		Останов ТА		Нара- ботка, ч	Причина останова
		дата	время	дата	время		
	100	07.05.89	21:01	06.06.89	18:19	22365	Отключение ТА защитой по повышению уровня в ПНД
	101	07.06.89	11:47	17.06.89	18:06	22611	Отключение ТА из-за потери охлаждения блочного трансформатора
	102	18.06.89	06:15	30.06.89	08:21	22902	Останов ТА для проведения среднего ремонта
	103	16.09.89	07:15	19.09.89	00:37	22967	Отключение ТА защитой по факту повышения уровня в ПГ-3
	104	19.09.89	01:12	19.09.89	03:21	22969	Отключение ТА защитой по факту повышения уровня в ПГ-3
	105	19.09.89	19:29	20.09.89	19:37	22993	Отключение ТА защитой по факту повышения уровня в ПГ-1
	106	20.09.89	20:45	21.10.89	02:00	23718	Отключение для устранения течи трубной системы на ПГ-3
	107	28.10.89	09:59	30.10.89	16:50	23773	Отключение для устранения течи трубной системы на ПГ-1
	108	13.11.89	08:48	18.11.89	00:13	23885	Отключение ТА для проведения капитального ремонта с заменой парогенераторов
1990	109	17.11.90	03:50	04.12.90	01:55	24291	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ-1 < 650 мм
	110	05.12.90	11:39	15.12.90	20:18	24539	Останов для ремонта трубопровода слива масла в системе регулирования
	111	16.12.90	03:45	19.12.90	10:30	24618	Отключение ТА посадкой СК из-за обрыва трубопровода на байпасе регулятора 1RN22S06
	112	23.12.90	14:40	29.12.90	22:30	24770	Срабатывание АЗ по повышению уровней в ПГ-1-4 во время переключений оперативным персоналом на МНР ТПН
	113	31.12.90	04:00	31.12.90	05:35	24772	Срабатывание АЗ по факту отключения более 2-х ГЦН после отключения ТПН-2
1991	114	01.01.91	12:00	12.01.91	12:48	25036	Срабатывание АЗ во время испытаний при отключении одного ТПН
	115	13.01.91	15:52	08.02.91	12:30	25657	Останов ТА для поиска присосов
	116	08.02.91	21:35	21.02.91	11:59	25959	Останов энергоблока для проведения текущего ремонта
	117	03.03.91	03:51	05.03.91	03:38	26007	Срабатывание АЗ блока из-за неправильных действий НСРЦ
	118	06.03.91	08:37	14.04.91	20:32	26955	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	27961	Останов для устранения свищей по разьему 1RL61S05
	120	16.06.91	15:05	24.06.91	13:11	28151	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ-4
	121	26.06.91	15:31	02.08.91	07:08	29031	Отключение ТА защитой по факту снижения расхода в системе СТ
	122	02.08.91	21:04	15.08.91	08:17	29330	Отключение ТА защитой по факту увеличения уровня в ПГ-3
	123	16.08.91	23:18	03.10.91	06:26	30465	Останов энергоблока для проведения ППР (средний ремонт)

Год	№ пус-ка	Пуск ТА		Останов ТА		Нара-ботка, ч	Причина останова
		дата	время	дата	время		
1992	124	27.12.91	22:14	28.12.91	00:47	30468	Останов ТА посадкой СК из-за вибрации подшипниковых опор
	125	28.12.91	12:07				Срабатывание АЗ РУ по факту отключения 4-х ГЦН
				13.01.92	16:04	30856	
	126	14.01.92	22:41	27.01.92	16:32	31161	Останов энергоблока из-за утечки Н ₂ в системе охлаждения генератора
	127	09.02.92	05:32	11.02.92	13:13	31217	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	31546	Срабатывание АЗ по факту снижения уровня в ПГ-4<650мм
	129	28.02.92	09:29	29.04.92	06:37	33007	Срабатывание АЗ на РУ
	130	30.04.92	16:59	04.05.92	11:07	33097	Срабатывание АЗ по факту отключения всех ГЦН из-за закрытия ПОА на маслосистеме
	131	17.05.92	12:50	06.06.92	12:24	33576	Останов ТА для устранения свища на паропроводе третьего отбора турбины
	132	07.06.92	06:47	23.06.92	11:49	33965	Останов энергоблока из-за порыва на трубопроводе техводы
	133	25.06.92	19:05	05.08.92	02:54	34933	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	35291	Останов энергоблока для проведения текущего ремонта
	135	27.08.92	19:55	25.09.92	11:53	35979	Отключение ТГ-1 из-за закрытия СК при отключении ОВ-220
	136	25.09.92	21:02	25.10.92	18:56	36697	Срабатывание АЗ после отключения ТПН и ГЦН
	137	29.10.92	16:40				Останов энергоблока для проведения среднего ремонта
1993				22.01.93	03:30	38724	
	138	14.06.93	12:30	24.06.93	22:02	38973	Посадка СК ТА с отсутствием первопричины срабатывания защиты
	139	26.06.93	06:26	25.08.93	01:36	40408	Останов ТА для выполнения дефектации ЦВД
	140	03.10.93	02:06	24.10.93	03:21	40913	Срабатывание АЗ по сигналу Δts I-Пк<75°C
	141	29.10.93	04:16	05.11.93	20:20	41098	Останов ТА из-за диспетчерских ограничений
	142	08.11.93	15:19				Останов энергоблока для проверки ОР СУЗ
1994				02.01.94	11:48	42414	
	143	04.01.94	00:42	12.03.94	02:50	44024	Останов ТА для устранения неплотностей в системе охлаждения статора генератора
	144	11.04.94	03:36	29.04.94	22:52	44475	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	45815	

Год	№ пус-ка	Пуск ТА		Останов ТА		Нара-ботка, ч	Причина останова
		дата	время	дата	время		
1996	146	20.02.95	14:39	10.05.95	15:31	47711	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	48617	Останов энергоблока в капитальный ремонт по окончанию топливной компании
	148	25.11.95	09:37			53146	Останов энергоблока в текущий ремонт по заявке и холодный резерв по решению эксплуатирующей организации
				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			56729	Останов ТА защитой из-за короткого замыкания на воздушном выключателе
				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
1997	154	29.09.97	08:37			61296	Останов энергоблока для проверки ОР СУЗ
				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	65860	Останов энергоблока в средний ремонт с перегрузкой топлива
	158	18.11.98	18:49				Останов энергоблока в плановый текущий ремонт
				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	72917	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	79964	Останов энергоблока в текущий ремонт из-за течи масла трансформатора
	164	21.10.00	14:18	01.12.00	05:59	80940	Останов энергоблока в плановый средний ремонт
2001	165	26.01.01	11:47	03.02.01	01:34	81121	Срабатывание АЗ по повышению давления в ПГ ложно
	166	04.02.01	14:40	17.02.01	00:52	81420	Останов ТА из-за течи на маслосистеме
	167	17.02.01	21:05	03.05.01	01:30	83200	Срабатывание АЗ по сигналу Δts I-II < 75°C ложно
	168	04.05.01	04:27	23.07.01	11:09	85127	Внеплановый останов энергоблока из-за посадки пневмоарматуры

Год	№ пус-ка	Пуск ТА		Останов ТА		Нара-ботка, ч	Причина останова
		дата	время	дата	время		
2002	169	24.07.01	09:47			89111	Останов энергоблока в средний ремонт по окончанию топливной компании
				06.01.02	09:47		
	170	24.02.02	14:30	08.03.02	00:37	89385	Останов энергоблока для ревизии системы регулирования ТА
2003	171	09.03.02	18:44			97431	Останов энергоблока в средний ремонт
				08.02.03	00:50		
	172	31.03.03	17:30	01.04.03	11:53	97449	Останов энергоблока действием АЗ по факту отключения ГЦН во время испытаний
	173	02.04.03	01:55	02.07.03	01:42	99633	Останов ТА из-за дефекта КАГ-24 после срабатывания УРБ
	174	03.07.03	16:50			105521	Останов энергоблока в капитальный ремонт
2004				05.03.04	01:06		
2005	175	22.05.04	13:09			113670	Останов энергоблока в средний ремонт
	176	12.06.05	19:39				
2006				11.02.06	08:36	119515	Останов энергоблока из-за неисправности КАГ-24
	177	13.02.06	09:30	04.06.06	01:35	122171	Останов энергоблока в средний ремонт
	178	23.07.06	19:44			126734	Срабатывание АЗ на РУ
2007				29.01.07	23:20		
	179	31.01.07	02:52	21.07.07	02:00	130838	Останов в средний ремонт
	180	31.08.07	19:27			139676	Останов энергоблока в капитальный ремонт
2008				03.09.08	02:12		
2010	181	04.11.08	13:40	11.01.10	02:10	150057	Останов энергоблока в средний ремонт
	182	23.03.10	13:00				
2011				07.06.11	02:00	160630	Останов энергоблока в средний ремонт
	183	26.07.11	11:47			161482*	

*На 25.08.2011г.

3.2.6. Скорости изменения температуры пара, подаваемого в ЦНД, не превышали значений, указанных в эксплуатационной документации.

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

3.2.8. 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 3.5.

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

ЦВД							
Составляющая вибрации		Номер подшипниковой опоры					
		1			2		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011
Вертикальная	min	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2
	max	1,3	1,4	2,4	2,0	1,2	1,1
Поперечная	min	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2
	max	1,4	0,9	1,4	1,2	1,2	1,2
Осевая	min	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1
	max	1,0	1,2	1,0	1,0	1,0	0,8
ЦНД-1							
Составляющая вибрации		Номер подшипниковой опоры					
		3			4		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011
Вертикальная	min	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2
	max	1,1	0,7	0,6	0,6	0,9	0,7
Поперечная	min	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
	max	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8	0,7
Осевая	min	0,0	0,2	0,1	0,0	0,6	0,3
	max	1,0	0,8	0,8	3,0	3,5	3,3
ЦНД-2							
Составляющая вибрации		Номер подшипниковой опоры					
		5			6		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011
Вертикальная	min	0,0	0,3	0,2	0,0	0,3	0,1
	max	2,8	2,9	2,5	0,8	0,8	1,2
Поперечная	min	0,0	0,3	0,2	0,0	0,1	0,1
	max	1,8	1,8	1,7	0,9	1,2	0,7
Осевая	min	0,0	0,5	0,4	0,0	0,3	0,4
	max	3,1	4,5	3,8	2,7	3,2	3,8
ЦНД-3							
Составляющая вибрации		Номер подшипниковой опоры					
		7			8		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011
Вертикальная	min	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,2
	max	2,3	2,6	2,8	1,2	0,8	0,8
Поперечная	min	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,3
	max	1,8	1,7	2,5	1,2	1,0	1,1
Осевая	min	0,0	0,2	0,3	0,0	0,2	0,2
	max	2,9	3,3	4,5	0,8	2,8	0,9

Составляющая вибрации		Номер подшипниковой опоры					
		9			10		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011
Вертикальная	min	0,0	0,2	0,1	0,0	0,2	0,1
	max	0,5	0,7	0,6	1,5	1,2	1,2
Поперечная	min	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2	0,2
	max	0,6	0,7	1,1	0,9	0,9	1,0
Осевая	min	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,1
	max	0,7	0,8	0,9	1,1	1,4	1,1
Возбудитель							
Составляющая вибрации		Номер подшипниковой опоры					
		11			12		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011
Вертикальная	min	0,7	0,4	0,2	0,0	0,6	0,2
	max	2,4	1,7	1,6	4,8	3,9	3,7
Поперечная	min	0,6	0,4	0,2	0,0	0,4	0,2
	max	2,0	1,3	1,2	1,6	1,2	2,0
Осевая	min	0,8	0,4	0,1	0,0	0,8	0,1
	max	5,4	2,7	1,6	4,2	4,3	3,8

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

3.2.10. Сведения о монтаже турбины и связанных с ней систем приведены в Таблице 3.6.

Таблица 3.6.

Сведения о монтаже турбины и связанных с ней систем

№ п/п	Наименование этапов монтажа турбоагрегата	Дата
1	2	3
1.	Установка конденсаторов : №1 №2 №3	14.09.84 – 24.09.84 11.09.84 – 14.09.84 07.09.84 – 12.09.84
2.	Установка нижних частей турбины: ЦВД ЦНД-1 ЦНД-2 ЦНД-3	17.11.84 – 28.02.85 11.04.84 – 22.11.84 05.04.84 – 05.11.84 21.04.84 – 31.10.84
3.	Установка статора генератора	25.04.84 – 05.05.84

1	2	3
4.	Установка возбуждителя	11.02.85 – 11.10.85
5.	Установка роторов: РВД РНД-1 РНД-2 РНД-3 РГ	04.06.84 29.05.84 26.05.84 30.05.84 07.01.85
6.	1-я центровка валопровода	04.06.84
7.	Подливка фундаментных рам	18.01.85
8.	Установка крышек турбины: ЦВД ЦНД-1 ЦНД-2 ЦНД-3	28.02.85 22.11.84 05.11.84 31.10.84
9.	ГИ конденсаторов: 1 2 3	14.06.84 20.06.84 25.07.84
10.	Последующие центровки валопровода	28.12.84 – 12.01.85 02.02.85 – 07.02.85
11.	Пуски турбоагрегата	13.09.85 (700 об/мин) 02.10.85 (1140 об/мин)
12.	Ввод в эксплуатацию	24.12.85 – 27.12.85

3.2.11. Сведения об отказах и нарушениях при эксплуатации турбины приведены в Таблице 3.7.

Таблица 3.7.

Сведения об отказах и нарушениях при эксплуатации турбины

Дата, № отчета, акта	Характер нарушения, отказа	Мероприятия
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.

Дата, № отчета, акта	Характер нарушения, отказа	Мероприятия
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.

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

3.2.13. Сведения о проведенных модернизациях ЦНД-2.

Согласно «Прогнозируемому графику выполнения мероприятий на на ЦВД и ЦНД турбины К-1000-60/1500-2 по увеличению межремонтных циклов до 18 месяцев и повышению мощности до 104% от номинального уровня энергоблоков №№1÷4 Балаковской АЭС» №ОППР-2-20/9 от 17.04.2009г. специалистами ОАО «Атомэнергоремонт» в ППР-11 на энергоблоке №1 были выполнены следующие работы по модернизации ЦНД-2:

1) Модернизация горизонтального разъема и вертикальной плоскости обоймы по эскизу №407-41 с выполнением контроля.

2) Модернизация горизонтального разъема диафрагм 3, 4, 5, 6, 7 ступеней по эскизам №407-59, №407-61, №407-56, №407-57, №407-58 с выполнением контроля.

3) Модернизация вертикальной плоскости диафрагм 4 ступени ЦНД-2 в месте контакта с обоймой по эскизу №407-61 с выполнением контроля.

4) Модернизация козырька 7 ступени ЦНД-2 по эскизу №407-63.

5) Замена уплотнительных колец диафрагм 4, 5 ступеней ЦНД-2 черт. С-502-60-01 СБА.

6) Замена корпуса паровпуска (рассекателя) черт. С-552-59 СБ.

Акт о выполнении работ по модернизации №ЦЦР-16-14/1908 от 12.07.2011 г.

3.2.14. Сведения о проведенных ремонтах.

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

Ремонты ЦНД-2 производятся в соответствии с требованиями РД ЭО-0069-97, регламента Р.ОППР/14, техпроцессов ТП 381411.01102.00325, ТП 381411.01102.00328 и конструкторской документации.

Сведения о проведенных ремонтах за последние 10 лет приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8.

Сведения о проведенных ремонтах ЦНД-2 за последние 10 лет

Год	Вид ремонта	Отчетная документация
	ЦНД-2	
2001	ТР	Акт №ОППР2-14/2-41 от 31.05.01
2002	КР	Акт №ОППР2-14/2-40 от 28.05.02
2003	ТР	Акт №ОППР2-14/2-48 от 10.06.03
2004	ТР	Акт №ОППР2-14/2-28 от 06.07.04
2005	ТР	Акт №ОППР2-14/2-25 от 26.07.05
2006	КР	Акт №ОППР2-14/2-59 от 15.09.06
2007	ТР	Акт №ОППР2-14/2-140 от 07.11.07
2008	ТР	Акт №ОППР2-14/2-73 от 10.09.08
2009	—	—
2011	КР	Акт №ОППР2-14/2- от .07.11

4. Результаты обследования технического состояния.

4.1. Работы по обследованию и оценке технического состояния турбины проводились по «Программе обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС» и составленных на ее основе рабочих программ: РП.ОДМиТК-08/2-2011 (п.15.1/7.1) и №102/12-11-РП.1).

4.2. Работы по обследованию технического состояния выполнены в полном объеме. Результаты обследования приведены ниже. Комплект заключений, актов и протоколов обследования состояния ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС (копии) находится в приложении №3 к настоящему Заключению.

4.2.1. Корпуса цилиндра низкого давления ЦНД-2: корпус внешний, корпус внутренний (обойма).

4.2.1.1. Визуальным и измерительным контролем 100% внутренней поверхности (в доступных местах) наружного и внутреннего (обоймы) корпусов и наружной поверхности (в доступных местах) внутреннего корпуса (обоймы) ЦНД-2 получены следующие результаты:

4.2.1.1.1. На внутренней поверхности наружного корпуса 1 ЦНД-2 (верхней половины) со стороны генератора и со стороны регулятора по всему периметру расточки под диафрагмы 6 ступени, в месте пересечения поверхностей расточки (в районе установки

упоров) имеются следы эрозионного повреждения в виде углублений, имеющих форму полуovalов:

- со стороны генератора - 45x25 мм, глубиной до 10 мм;
- со стороны регулятора - 37x20 мм, глубиной до 10 мм.

Расстояние между центрами углублений составляет ~ 200мм.

4.2.1.1.2. На гранях шестигранных головок упоров (поз. 10 черт. Б-522-02СБ) имеются следы эрозионного повреждения, максимальной глубиной до 8 мм. Минимальная оставшаяся рабочая поверхность грани шестигранной головки упора (в месте примыкания к поверхности расточки под диафрагмы 6-ой ступени) составляет 55% от номинальной.

4.2.1.1.3. На опорной поверхности расточки под диафрагму 5-ой ступени, по всему периметру, имеются следы эрозионно-коррозионного износа в виде удлиненных углублений, расположенных радиально к оси корпуса:

- со стороны генератора - протяженностью ~ 30мм, шириной до 14 мм, глубиной до 1,5 мм;
- со стороны регулятора - протяженностью ~ 30мм, шириной до 13 мм, глубиной до 2 мм.

4.2.1.1.4. На поверхности наплавленного металла кольцевого сварного соединения корпуса имеются следы эрозионно-коррозионного износа:

- со стороны генератора - на участках, протяженностью 250 мм, 120 мм, 115мм - в виде скоплений раковин, пор, диаметром от 1 мм до 2,5 мм, глубиной до 2,5мм;
- со стороны регулятора - на участке, протяженностью 50 мм, расположенном на расстоянии 800 мм от поверхности горизонтального разъема, - в виде крупных раковин неправильной формы, размером от 4x2,5 мм до 12x4,5 мм, глубиной до 2,8 мм; а также в виде одиночной крупной раковины, размером 5x3 мм, глубиной до 2,5мм, расположенной на расстоянии 240 мм от поверхности горизонтального разъема.

4.2.1.1.5. На внутренней поверхности наружного корпуса ЦНД-2 (нижней половины) со стороны генератора и со стороны регулятора по всему периметру расточки под диафрагмы

6 ступени, в месте пересечения поверхностей расточки (в районе установки упоров) имеются следы эрозионно-коррозионного износа в виде углублений, имеющих форму полуovalов:

- со стороны генератора - 37x25 мм, глубиной до 10 мм;
- со стороны регулятора - 34x20 мм, глубиной до 6 мм.

Расстояние между центрами углублений составляет ~ 200мм.

4.2.1.1.6. На гранях шестигранных головок упоров (поз. 10 черт. Б-522-02СБ), находящихся в зоне эрозионно-коррозионного износа поверхности расточки под диафрагмы 6-ой ступени, имеются следы эрозионного повреждения, максимальной глубиной до 6 мм.:

- со стороны генератора - в количестве 2 шт;
- со стороны регулятора - 2 шт.

4.2.1.1.7. На горизонтальном разъеме внутреннего корпуса (обоймы) обнаружены следы эрозионно-коррозионного износа на участках, размерами от 20х20мм до 120х100 мм, глубиной 0,2 мм.

4.2.1.1.8. На остальных проконтролированных поверхностях дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМутК-1-14/47 от 15.06.2011

г.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМутК-1-14/140 от 20.06.2011 г.

4.2.1.2. Согласно протокола технического совещания №ОППР-1-16/183 от 23.06.2011г. принято решение:

- устранить выявленные дефекты согласно технологическим процессам ОППР;
- шестигранные головки упоров с выявленными эрозионными повреждениями заменить на новые из ЗИПа.

4.2.1.3. Ремонт и контроль дефектных участков корпуса ЦНД-2 проведен по КД 4-02-211, КД 4-02-263, КД 4-02-283 ТИ 300105.025000.ТИ0000021-13183137, КД 360105.200100.ТДСЕ0000069-12232744, эскизам №№ 407-41, 407-56, 407-57, 407-58, 407-59, 407-61, 407-63 с оформлением свидетельства на проведение ремонтных работ с применением сварки №ТЦ1-03-06/1-783. Дефекты устранены путем выборок с последующей заваркой. Результаты контроля удовлетворительные, заключения (протоколы) находятся в свидетельстве №ТЦ1-03-06/1-783.

Протокол контроля подготовки деталей под сварку/наплавку №04.11-ОДМутК-1-01/68.

Протокол визуального и измерительного контроля №11,12.11-ОДМутК-1-01/69.

4.2.1.4. Капиллярный контроль основного металла внутреннего корпуса (обоймы) ЦНД-2 в сомнительных местах, определенных по результатам визуального осмотра, не проводился

в связи с проведением ремонтных работ по устранению дефектов, выявленных при ВиК. Контроль после ремонта проведен согласно КД на ремонт.

4.2.2. Ротор низкого давления (РНД-2).

4.2.2.1. Визуальным и измерительным контролем 100% поверхности ротора получены следующие результаты:

Основной металл. Радиусные переходы, материал 25Х2НМФА, в объеме 100%:

дефектов не обнаружено.

Сварные соединения ротора Ø2029мм, материал 25Х2НМФА. №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, в объеме 100%:

дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМутК-1-14/228 от 22.06.2011 г.

4.2.2.2. Капиллярным контролем сварных соединений РНД-2 в объеме 100% дефектов не обнаружено.

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМутК-1-14/31 от 14.06.2011 г.

4.2.2.3. Ультразвуковым контролем 9 из 13 сварных соединений РНД-2 в объеме 100% дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМутК-1-14/542 от 04.07.2011 г.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМутК-1-14/1282 от 27.07.2011 г.

4.2.2.4. Капиллярным контролем опорных шеек вала и галтелей РНД-2 в объеме 100% со стороны регулятора и генератора дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМутК-1-14/1281 от 27.07.2011 г.

4.2.2.5. Ультразвуковым контролем опорных шеек вала РНД-2 в объеме 100% со стороны регулятора и генератора дефектов не обнаружено.

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМутК-1-14/1419 от 04.08.2011 г.

4.2.2.6. Капиллярным контролем торцевой и радиальной поверхности полумуфт РНД-2

в объеме 100% дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМутК-1-14/1285 от 27.07.2011 г.

4.2.2.7. Капиллярным контролем призонных отверстий на обоих фланцах РНД-2 в объеме 100% дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМутК-1-14/1280 от 27.07.2011 г.

4.2.2.8. Капиллярным контролем металла мест работы концевых уплотнений РНД-2 в объеме 100% дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМутК-1-14/1279 от 27.07.2011 г.

4.2.2.9. Капиллярным контролем металла мест работы диафрагменных уплотнений РНД-2 в объеме 100% дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/1279 от 27.07.2011 г.

4.2.2.10. Капиллярным контролем металла между пазами под установку лопаток и по всей высоте гребня на торцевой поверхности 6 и 7-го диска, со стороны регулятора и генератора РНД-2 в объеме 100% дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/1284 от 27.07.2011 г.

4.2.2.11. По результатам измерения твердости механические свойства (усредненные) сварных соединений РНД-2 составляют:

- твердость – $211 \div 230$ НВ;
- R_m – $627,4 \div 692,0$ МПа;
- $R_{p0,2}$ – $519,6 \div 588,0$ МПа;
- A_5 – $16,4 \div 18,3$ %;
- Z – $67,1 \div 69,9$ %,

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

Протокол измерения твердости металла №ОДМиТК-3-08/224 от 03.07.2011 г.

4.2.2.12. По результатам замеров, значения биений роторов удовлетворяют требованиям КД.

Карта эскизов №РТА 1000Х/2-НЦ-Т БалАЭР от 21.07.2011 г. Турбина К-1000-60/1500-2 022. Биение ротора НД-II.

4.2.2.13. Визуальным контролем 100% поверхности входных и выходных кромок лопаток, хвостовиков, бандажей 1...7 ступеней РНД-2 в доступных местах на стороне регулятора и генератора дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/228 от 22.06.2011 г.

4.2.2.14. Капиллярным контролем металла входных и выходных кромок лопаток 2,3,4 ступени РНД-2 со стороны регулятора и генератора в объеме 100% дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/1283 от 27.07.2011 г.

4.2.2.15. Капиллярным контролем металла входных и выходных кромок лопаток 6 и 7 ступеней РНД-2 (зачистка мест контроля $Rz20$), в объеме 100% на стороне регулятора и генератора дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/1339 от 29.07.2011 г.

4.2.2.16. Ультразвуковым контролем металла выходных кромок лопаток 6 и 7 ступеней РНД-2 на стороне регулятора и генератора в объеме 100% дефектов не обнаружено

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМиТК-1-14/174 от 20.06.2011 г.

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМиТК-1-14/175 от 20.06.2011 г.

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМиТК-1-14/1423 от 04.08.2011 г.

4.2.2.17. Капиллярным контролем металла хвостовиков рабочих лопаток 1...7 ступеней РНД-2 в объеме 100% на стороне регулятора и генератора дефектов не обнаружено

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/1283 от 27.07.2011 г.

4.2.2.18. Ультразвуковым контролем металла хвостовиков рабочих лопаток 4, 5 ступеней РНД-2 в объеме 100% на стороне регулятора и генератора дефектов не обнаружено.

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМиТК-1-14/130 от 20.06.2011 г.

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМиТК-1-14/1424 от 04.08.2011 г.

4.2.3. Направляющий аппарат ЦНД-2.

4.2.3.1. Визуальным и измерительным контролем 100% поверхности диафрагм, входных и выходных кромок направляющих лопаток диафрагм ЦНД-2 получены следующие результаты:

4.2.3.1.1. На горизонтальных поверхностях диафрагм (верхних половин) обнаружены следы эрозионно-коррозионного износа, размерами от Ø2,5 мм до 250х150 мм, глубиной до 3мм.

4.2.3.1.2. На горизонтальных поверхностях диафрагм (нижних половин) обнаружены следы эрозионно-коррозионного износа, размерами от 2х2 мм до 130х35 мм, максимальной глубиной 5 мм.

4.2.3.1.3. На остальных проконтролированных поверхностях дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/47 от 15.06.2011 г.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/140 от 20.06.2011 г.

4.2.3.2. Согласно протокола технического совещания №ОППР-1-16/183 от 23.06.2011г. принято решение: устранить выявленные дефекты согласно технологическим процессам ОППР.

4.2.3.3. Ремонт и контроль дефектных участков направляющего аппарата ЦНД-2 проведен по КД 4-02-211, КД 4-02-263, КД 4-02-283 ТИ 300105.025000.ТИ0000021-13183137, КД 360105.200100.ТДСЕ0000069-12232744, эскизам №№ 407-41, 407-56, 407-57, 407-58, 407-59, 407-61, 407-63 с оформлением свидетельства на проведение ремонтных работ с применением сварки №ТЦ1-03-06/1-783. Дефекты устранены путем выборок с последующей заваркой. Результаты контроля удовлетворительные, заключения (протоколы) находятся в свидетельстве №ТЦ1-03-06/1-783.

Протокол контроля подготовки деталей под сварку/наплавку №04.11-ОДМиТК-1-01/68.

Протокол визуального и измерительного контроля №11,12.11-ОДМиТК-1-01/69.

4.2.3.4. Капиллярный контроль сомнительных участков сопловых аппаратов, обойм и диафрагм ЦНД-2, определенных по результатам визуального осмотра, не проводился в связи с проведением ремонтных работ по устранению дефектов, выявленных при ВиИК. Контроль после ремонта проведен согласно КД на ремонт.

4.2.4. Специальные болты соединительных муфт ротора ЦНД-2 турбоагрегата.

4.2.4.1. Визуальным контролем 100% поверхности всех болтов РНД-2 дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/140 от 20.06.2011 г.

4.2.4.2. Капиллярным контролем призонной части с прилегающими галтелями всех болтов РНД-2 дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/1338 от 29.07.2011 г.

4.2.5. Шпильки корпусов ЦНД-2.

4.2.5.1. Визуальным контролем 100% поверхности всех шпилек наружного и внутреннего (обоймы) корпусов ЦНД-2 дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроля №ОДМиТК-1-14/140 от 20.06.2011 г.

4.2.5.2. Капиллярным контролем 100% поверхности всех шпилек наружного и внутреннего (обоймы) корпусов ЦНД-2 дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/579 от 05.07.2011 г.

4.2.5.3. Ультразвуковым контролем металла 10% всех шпилек каждого типоразмера ЦНД-2 дефектов не обнаружено.

Заключение об ультразвуковом контроле №ОДМиТК-1-14/1420 от 04.08.2011 г.

4.2.6. Валоповоротное устройство.

4.2.6.1. По результатам ревизии валоповоротного устройства согласно технологическому процессу ТП 381411.01102.00325 с проверкой отсутствия деформаций осей, кулачков, подвижности штоков, упругих свойств пружин механизма зацепления – замечаний нет.

Акт о ревизии №ЦЦР-16-14/1911 от 12.07.2011 г.

Карта эскизов №РТА 1000Х/2-КИ-Т БалАЭР от 30.06.2011 г. Турбина К-1000-60/1500-2 041. Зазоры в передачах валоповоротного устройства.

4.2.7. Ресиверные трубы.

4.2.7.1. По результатам ультразвуковой толщинометрии на участках между паровыми заслонками 1SE30S01,02 и линзовыми компенсаторами, ближайшими к корпусу ЦНД-2 (типоразмер элементов Ø1220×12) фактическая толщина элементов составляет 12,2÷12,8 мм.

Замеренные толщины удовлетворяют условиям прочности с учетом предполагаемого утонения при окончании продленного срока эксплуатации (150 тыс. часов сверх срока службы 30 лет) согласно РД ЭО 0571-2006 «Нормы допустимых толщин элементов трубопроводов из углеродистых сталей атомных станций».

Заключение по результатам ультразвукового измерения толщины №ОДМиТК-1-14/1421 от 04.08.2011 г.

4.2.7.2. Визуальным контролем металла:

- сварных соединений врезки компенсатора в трубопровод в объеме 100%
- сварных соединений между полулинзами на гребнях в объеме 100%;
- сварных соединений между полулинзами на впадинах в объеме 100%.

дефектов не обнаружено.

Протокол визуального и измерительного контроле №ОДМиТК-1-14/1066 от 16.07.2011 г.

4.2.7.3. Капиллярным контролем металла:

- сварных соединений врезки компенсатора в трубопровод в объеме 100%
- сварных соединений между полулинзами на гребнях в объеме 100%;

дефектов не обнаружено.

Заключение о капиллярном контроле №ОДМиТК-1-14/1340 от 29.07.2011 г.

5. Результаты оценки технического состояния.

5.1. Выполненный объем контроля соответствует «Программе обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС» и составленных на ее основе рабочих программ: РП.ОДМиТК-08/2-2011 (п.15.1/7.1) и №102/12-11-РП.1).

5.2. Ремонт и контроль дефектных участков корпуса ЦНД-2 проведен по КД 4-02-211, КД 4-02-263, КД 4-02-283 ТИ 300105.025000.ТИ0000021-13183137, КД 360105.200100.ТДСЕ0000069-12232744, эскизам №№ 407-41, 407-56, 407-57, 407-58, 407-59, 407-61, 407-63 с оформлением свидетельства на проведение ремонтных работ с применением сварки №ТЦ1-03-06/1-783. Дефекты устранены путем выборок с последующей

заваркой. Результаты контроля удовлетворительные, заключения (протоколы) находятся в свидетельстве №ТЦ1-03-06/1-783.

5.3. В рамках ППР-2011 согласно «Прогнозируемому графику выполнения мероприятий на на ЦВД и ЦНД турбины К-1000-60/1500-2 по увеличению межремонтных циклов до 18 месяцев и повышению мощности до 104% от номинального уровня энергоблоков №№1÷4 Балаковской АЭС» №ОППР-2-20/9 от 17.04.2009г. были выполнены следующие работы по модернизации ЦНД-2:

1) Модернизация горизонтального разъема и вертикальной плоскости обоймы по эскизу №407-41 с выполнением контроля.

2) Модернизация горизонтального разъема диафрагм 3, 4, 5, 6, 7 ступеней по эскизам №407-59, №407-61, №407-56, №407-57, №407-58 с выполнением контроля.

3) Модернизация вертикальной плоскости диафрагм 4 ступени ЦНД-2 в месте контакта с обоймой по эскизу №407-61 с выполнением контроля.

4) Модернизация козырька 7 ступени ЦНД-2 по эскизу №407-63.

5) Замена уплотнительных колец диафрагм 4, 5 ступеней ЦНД-2 черт. С-502-60-01 СБА.

6) Замена корпуса паровпуска (рассекателя) черт. С-552-59 СБ.

5.5. По результатам выполненного обследования, проведенных ремонтов и модернизаций текущее техническое состояние ЦНД-2 (1SA30Z01) системы турбины К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС – работоспособное (в соответствии с определением ГОСТ 27.002-89).

6. Результаты оценки остаточного ресурса.

6.1. Результаты расчетной оценки выработки ресурса ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС приведены в Техническом отчете ОАО «Турбоатом» «Расчетная оценка выработки ресурса ротора низкого давления ЦНД-II турбины К-1000-60/1500-2 блока №1 Балаковской АЭС».

Выполненные расчётные работы позволяют сделать следующие выводы

6.1.1. Расчетная выработка ресурса ротора РНД-2 за 25,5 лет эксплуатации при выполненных 182 пусках составляет 31,7%.

6.1.2. При проведении последующих капитальных ремонтов необходимо контролировать РНД-2 в соответствии с указаниями эскиза №6860/X1 (Приложение 4),

включая ультразвуковой контроль металла хвостовиков рабочих лопаток 1÷3 ступеней в объеме 100%.

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

6.2.1. Механические свойства сварных швов ротора РНД-2 черт. Б-522-20СБ, удовлетворяют условиям прочности в полном объеме согласно расчету валопровода на прочность (52РР2). Для уточнения динамики изменения механических свойств необходимо в 2024 г. провести повторные замеры твердости по аналогичной программе.

6.2.2. Замеренные толщины стенок ресиверов 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 2024 г. провести ультразвуковую толщинометрию элементов ЦНД-2 по аналогичной программе.

6.3. Принимая во внимание:

- результаты работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса;
- требования п. 10.2 РД ЭО 0630–2005,

цилиндр низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) 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, изложенных в пп. 6.1, 6.2 настоящего Заключения.

7. Выводы.

7.1. Работы по «Программе обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС» выполнены в полном объеме.

7.2. В соответствии с результатами проведенных работ по оценке технического состояния и расчетной оценке выработки ресурса, цилиндр низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС может быть допущен к дальнейшей эксплуатации до 10.11.2035 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 пп. 6.1, 6.2 настоящего Заключения, а именно:

7.2.1. При проведении последующих капитальных ремонтов контролировать РНД-2 в соответствии с указаниями эскиза №6860/X1 (Приложение 4), включая ультразвуковой контроль металла хвостовиков рабочих лопаток 1÷3 ступеней в объеме 100%.

7.2.2. Для уточнения динамики изменения механических свойств, скорости протекания коррозионных процессов и подтверждения остаточного ресурса провести в 2024 г. контроль технического состояния ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС с привлечением специализированной организации.

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. СТО 1.1.1.01.007.0281-2010. Стандарт организации. Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков атомных станций.
5. ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Основные понятия, термины и определения.
6. Частный отчет по результатам комплексного обследования оборудования и трубопроводов турбинного отделения 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-9-09. Типовая программа контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов атомных электростанций с РУ ВВЭР-1000 при эксплуатации.
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. РД ЭО 0571-2006. Нормы допустимых толщин элементов трубопроводов из углеродистых сталей атомных станций.

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

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

22. 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.

23. 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.

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

25. 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.

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

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

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

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

30. 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.

**КОМПЛЕКТ ЗАКЛЮЧЕНИЙ, АКТОВ И ПРОТОКОЛОВ
ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЦНД-2 (1SA30Z01) ТУРБИНЫ ПАРОВОЙ
К-1000-60/1500-2 ЭНЕРГОБЛОКА №1 БАЛАКОВСКОЙ АЭС**

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Балаковская атомная станция

энергоблок № 1

ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

наименование организации проводившей контроль

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об ультразвуковом контроле сварных швов

№ ОДМитК- 1-14/31

от « 14 » 06 2011 г.

дата пров.контр. « 11 » 06 2011 г.

Турбина К-1000-60/1500-2. Цилиндр низкого давления. ЦНД-2. 1SA30Z01

Ротор. ч.Б-522-20 сб. Сварные соединения ротора.

наименование объекта контроля, номер чертежа

РД 27.28.05.004-2003.

наименование (обозначение) нормативных документов по контролю и оценке качества

Марка стали: 25Х2НМФА Категория св. шва К1 (РТМ 108.020.26-77)

Цель контроля: п.15.1.1.2.2.7.1.8. РП.ОДМитК-08/1-2011.

№ пункта и № рабочей программы; № тех. карты контроля

Дефектоскоп УД 2-70 № 1397 ПЭП ИЦ-67 № 15
ПН2Ц-35-5 13
В4SN 53462

Угол ввода УЗ луча: 38° Частота: 2,5МГц № записи 277 № журнала 2-11
35° 5,0МГц
0° 4,0МГц

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№№ сварных швов	Объем	Типоразмер	Макс. доп. экв. площадь, мм ²	Доп. число фикс. несплош., шт.	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований их размеры и координаты	Оценка качества	Примечания
1	100%	Ø2029	ПЭП ИЦ-67: экв. Ø=2 мм в сечении шва, экв. Ø=4 мм в корне шва, ПЭП В4SN: экв. Ø=2 мм в сечении шва, в корне шва оценивается высота несплошности ПЭП ПН2Ц-35-5: приведенная высота h _{сп} =4мм.		ДНО	Удов.	Отсчет сварных швов со стороны генератора
2	100%	Ø2029			ДНО	Удов.	
5	100%	Ø2029			ДНО	Удов.	
6	100%	Ø2029			ДНО	Удов.	
7	100%	Ø2029			ДНО	Удов.	
8	100%	Ø2029			ДНО	Удов.	
9	100%	Ø2029			ДНО	Удов.	
12	100%	Ø2029			ДНО	Удов.	
13	100%	Ø2029			ДНО	Удов.	

Контроль выполнил

МНС ОАО НПО «ЦНИИТМАШ» Воронков И.В.
(разработчик методики РД 27.28.05.004-2003)

должность, Фамилия и инициалы, подпись

Руководитель работ

Старший мастер

Жидких П.В.

должность, Фамилия и инициалы, подпись

Проверил

Высоцкий С.И.

Начальник ОДМитК

Якушев С.В.

Фамилия и инициалы, подпись

Фамилия и инициалы, подпись

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
«Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)

Отдел дефектоскопии металлов
и технического контроля
Энергоблок № 1, ТО

ПРОТОКОЛ

От 15.06.2011г. № ОДМиТК 1-14/ 47.

Визуального и измерительного контроля
Цилиндр низкого давления (ЦНД-2),
1SA30Z01

1. ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ: Цилиндр низкого давления (ЦНД-2), 1SA30Z01,
зрт. Б-522-02СБ. Завод - изготовитель – ХТГЗ.

Материал: корпус наружный, корпус внутренний (обойма) - Вст3 сп, 25Л;
диафрагмы, направляющие лопатки - Вст3сп, 25Л, 12Х13, 10Х13Л;
вкладыши опорных подшипников – сталь 20+баббит Б-83.

2. ЦЕЛЬ КОНТРОЛЯ: Оценка состояния металла согласно п.п. 15.1.1.1.1./7.1.3, 15.1.1.1.3./7.1.9, 15.1.2 «Рабочей программы ...» № РП.ОДМиТК-08/1-2011; п.п. 7.1.1, 7.3.1. «Рабочей программы № 102/12-11-РП.1 контроля металла с целью оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС».

3. МЕТОДЫ И ОБЪЕМ КОНТРОЛЯ: Визуальный и измерительный контроль согласно ПНАЭГ-7-016-89, АТПЭ-9-09 (приложение Е), ПНАЭ Г-025-90, РТМ 108.020.26-77, технологических карт контроля №№ 1-4/ТЦ-795, 1-4/ТЦ-801, ОДМиТК-23/96.

Дата проведения контроля: 10.06.2011 - 14.06.2011г, с 10⁰⁰ до 12⁰⁰ часов.

Освещенность в зоне контроля в соответствии с ПНАЭГ-7-016-89.

Измерительный инструмент: штангенциркуль ШЦ-1-125-0,1, зав. № 337713, № 04.07.63.057;
лаблон УШС-3, № 04.07.63.054, линейка, № 04.07.63.012.

Оптические приборы - лупа 6^x крат.

3.1. Основной металл - в объеме 100%:

- корпуса наружного (верхней половины), внутренней поверхности, черт. Б-522-02-02СБ;
- корпуса внутреннего (обоймы), (верхней половины), наружной и внутренней поверхностей (в доступных местах), черт. Б-522-03-02СБ.

3.2. Основной металл

- диафрагм (верхних половин), направляющих лопаток, (включая входные и выходные кромки) - в объеме 100%.

3.3. Основной металл

- вкладышей опорных подшипников № 1 ÷ 8- в объеме 100%:

черт. Б-520-10-01, Ø560x5, №№ 1, 2;

черт. Б-470-11-01, Ø800x5, №№ 3, 4, 5, 6, 7, 8.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ:

4.1. Проведен визуальный и измерительный контроль по п.п. 3.1., 3.2., 3.3. настоящего протокола:

4.1.1. На внутренней поверхности наружного корпуса 1ЦНД-2 (верхней половины) со стороны генератора и со стороны регулятора:

-по всему периметру расточки под диафрагмы 6 ступени, в месте пересечения поверхностей расточки (в районе установки упоров) имеются следы эрозионного повреждения в виде углублений, имеющих форму полуovalов (см. приложение 1):

-со стороны генератора – 45х25 мм, глубиной до 10 мм;

-со стороны регулятора – 37х20 мм, глубиной до 10 мм.

Расстояние между центрами углублений составляет ~ 200мм.

4.1.2. На гранях шестигранных головок упоров (поз.10 черт. Б-522-02СБ) имеются следы эрозионного повреждения, максимальной глубиной до 8 мм (см. приложение 1). Минимальная оставшаяся рабочая поверхность грани шестигранной головки упора (в месте примыкания к поверхности расточки под диафрагмы 6-ой ступени) составляет 55% от номинальной.

4.1.3. На опорной поверхности расточки под диафрагму 5-ой ступени, по всему периметру, имеются следы эрозионно-коррозионного износа в виде удлиненных углублений, расположенных радиально к оси корпуса (см приложения 2, 3):

-со стороны генератора - протяженностью ~ 30мм, шириной до 14 мм, глубиной до 1,5 мм;

-со стороны регулятора - протяженностью ~ 30мм, шириной до 13мм, глубиной до 2 мм.

4.1.4. На поверхности наплавленного металла кольцевого сварного соединения корпуса (см. приложения 2, 3) имеются следы эрозионно - коррозионного износа:

-со стороны генератора - на участках, протяженностью 250 мм, 120 мм, 115мм - в виде скоплений раковин, пор, диаметром от 1 мм до 2,5 мм, глубиной до 2,5мм;

-со стороны регулятора – на участке, протяженностью 50 мм, расположенном на расстоянии 800 мм от поверхности горизонтального разъема, - в виде крупных раковин неправильной формы, размером от 4х2,5 мм до 12х4,5 мм, глубиной до 2,8 мм; а также в виде одиночной крупной раковины, размером 5х3 мм, глубиной до 2,5мм, расположенной на расстоянии 240 мм от поверхности горизонтального разъема.

4.1.5. На горизонтальных поверхностях диафрагм (верхних половин) обнаружены следы эрозионно-коррозионного износа, размерами от Ø 2,5 мм до 250х150 мм, глубиной до 3мм. Размеры и места расположения повреждений указаны в приложении 4.

4.2. На остальных проконтролированных поверхностях дефектов не обнаружено.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

5.1. Визуальный и измерительный контроль выполнен согласно п.п. 15.1.1.1.1./7.1.3, 15.1.1.1.3./7.1.9, 15.1.2 «Рабочей программы ...» № РП.ОДМиТК-08/1-2011; п.п. 7.1.1, 7.3.1. «Рабочей программы № 102/12-11-РП.1 контроля металла с целью оценки технического состояния и статочного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС».

5.2. Выявленные эрозионно-коррозионные повреждения корпуса ЦНД-2 по п.п. 4.1.1., 4.1.2., 4.1.3., 4.1.4., 4.1.5. настоящего протокола - являются дефектами.

5.3. На остальных проконтролированных поверхностях дефектов не обнаружено.

Приложение 1. Наружный корпус 1ЦНД-2 (верхняя половина). Картограмма расположения следов эрозионно-коррозионного износа на поверхности расточки под диафрагмы 6-й ступени, на поверхности шестигранных головок упоров;

Приложение 2. Картограмма расположения следов эрозионного износа на поверхности расточки под диафрагму 5-й ступени (сторона регулятора), на поверхности наплавленного металла кольцевого сварного соединения корпуса;

Приложение 3. Картограмма расположения следов эрозионного износа на поверхности расточки под диафрагму 5-й ступени (сторона генератора), на поверхности наплавленного металла кольцевого сварного соединения корпуса;

Приложение 4. Картограмма расположения следов эрозионного износа на горизонтальных разъемах верхних половин диафрагм.

Начальник ОДМиТК

Инженер ОДМиТК

Инженер ОДМиТК

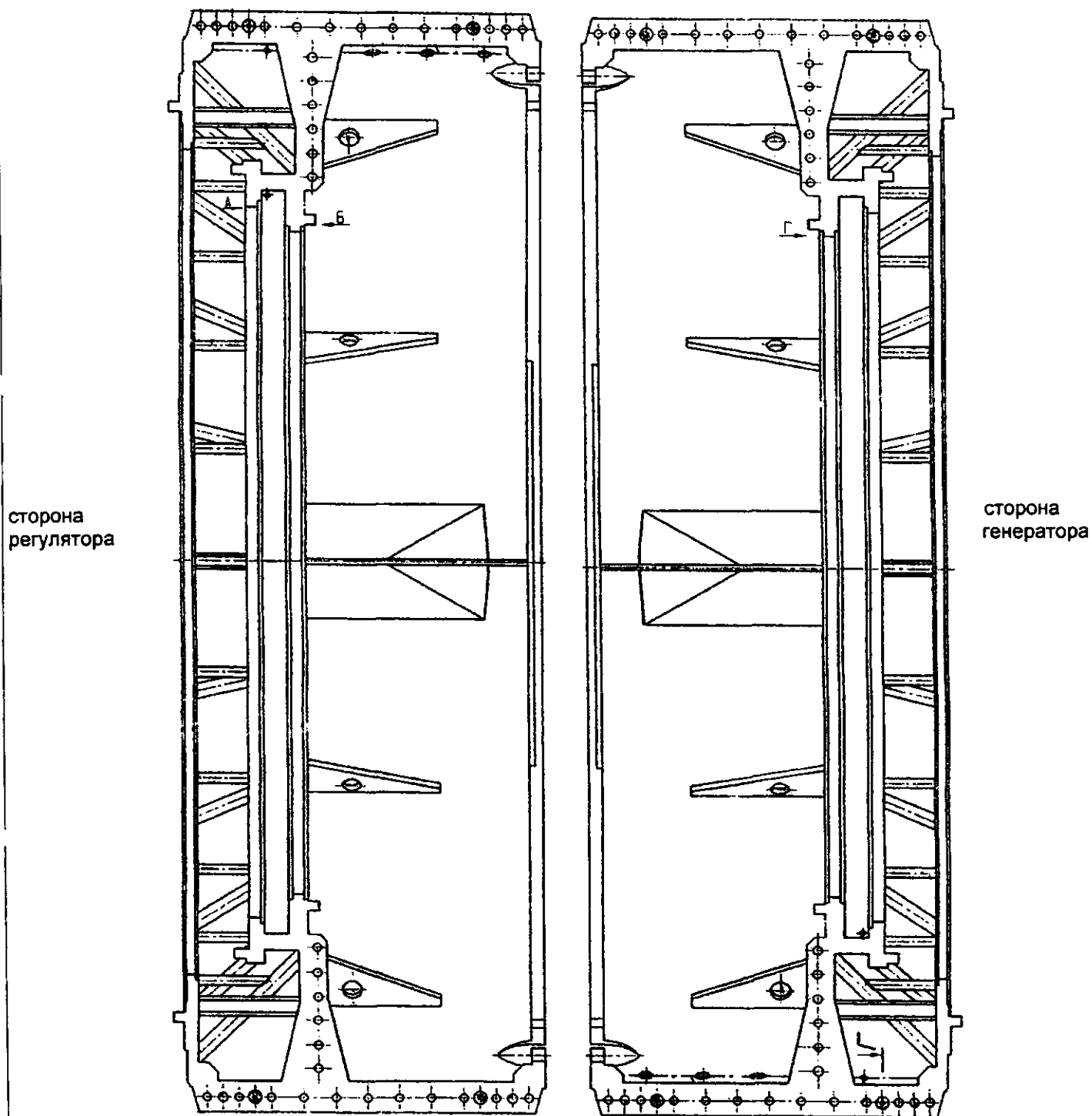
С.В. Якушев
Г.И. Санникова
Н.И. Кузнецова

С.В. Якушев

Г.И. Санникова

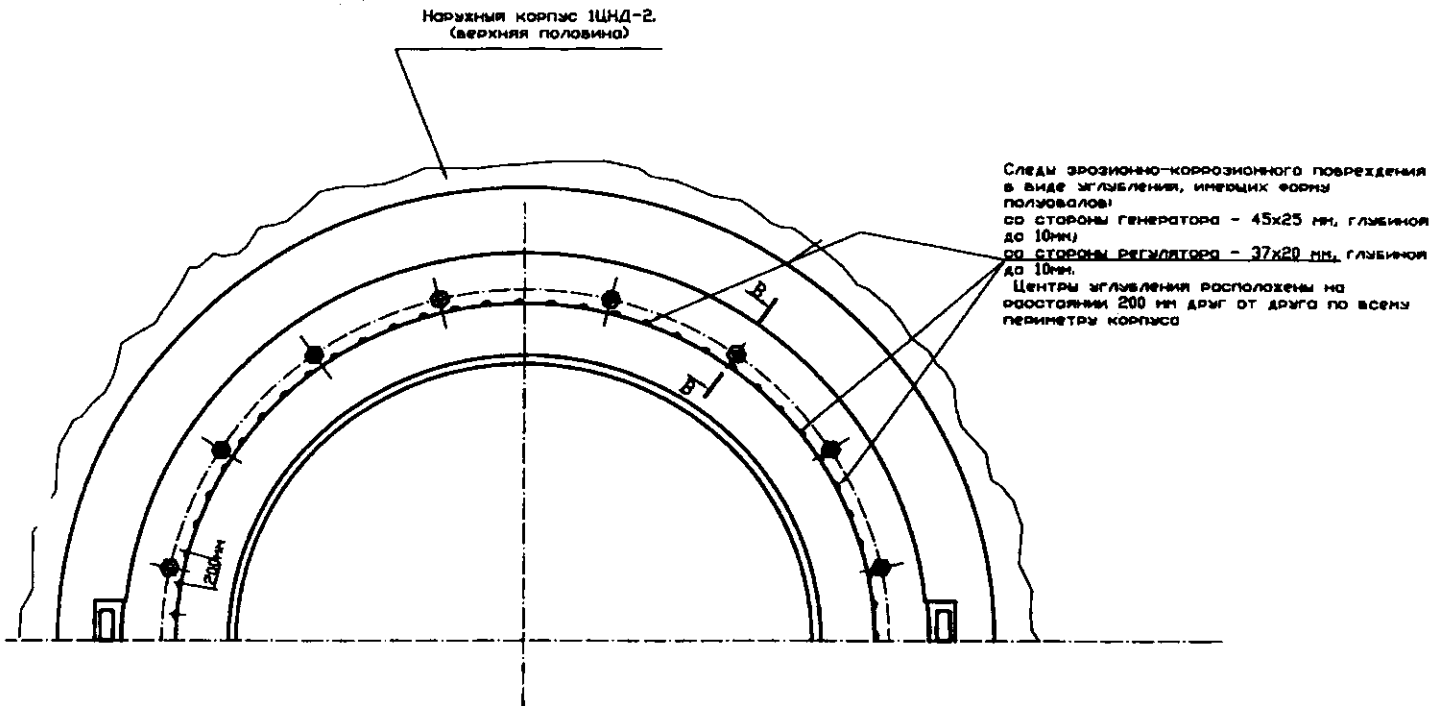
Н.И. Кузнецова

Наружный корпус ЦНД-2. (верхняя половина)
Вид снизу

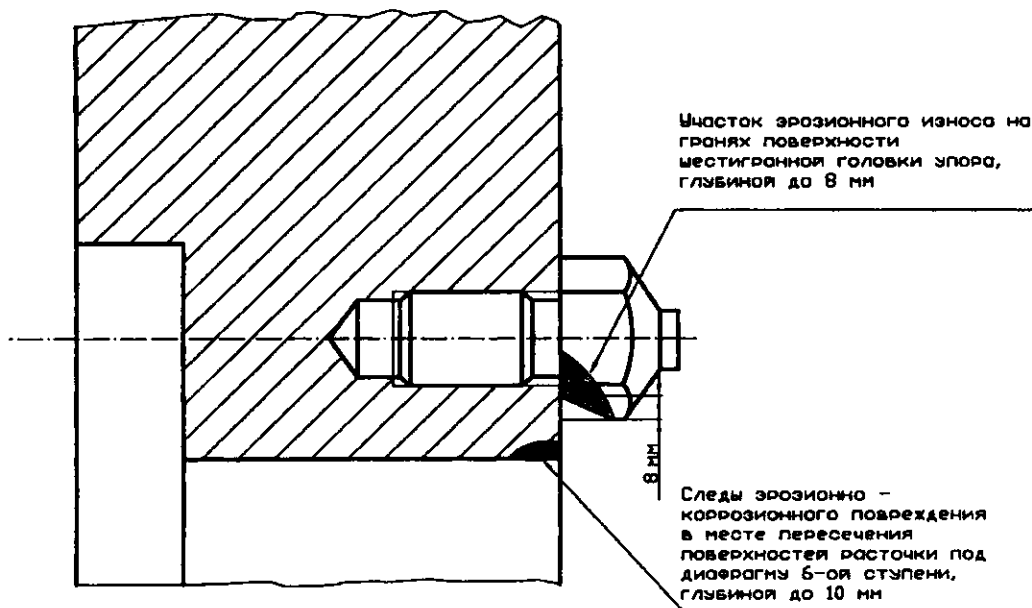


Наружный корпус 1ЦНД-2
(верхняя половина). Вид снизу.
Вид А (см. приложение 1);
Вид Б (см. приложение 2);
Вид Г (см. приложение 3).

Вид А



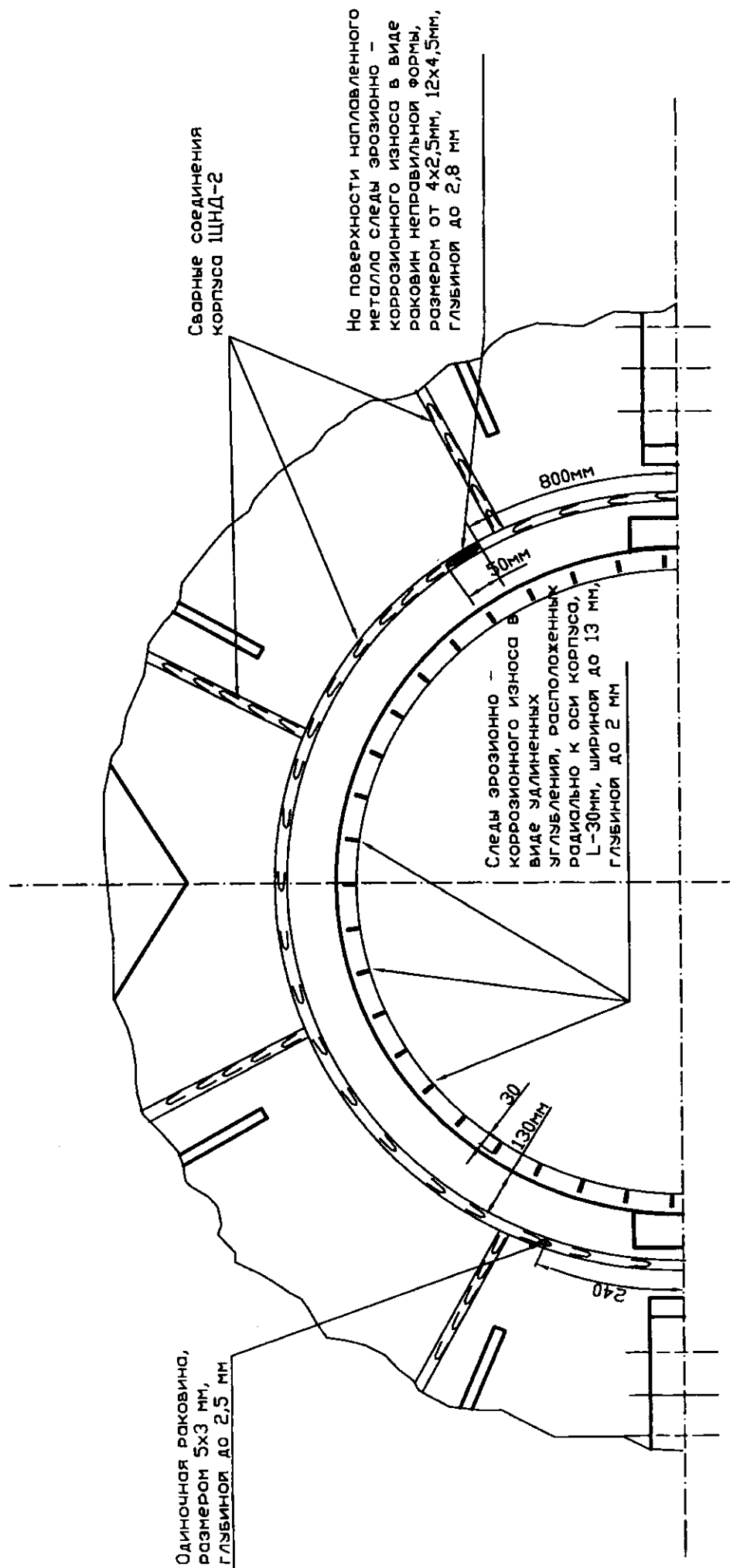
В-В



Выполнил:
инженер ОДМитК
Саников Санникова Г.И.

Наружный корпус 1ЦНД-2 (верхняя половина).
Картограмма расположения следов эрозивно-коррозионного износа на
поверхности расточки под диафрагмы 6-й ступени (со стороны генератора и со стороны регулятора), на поверхности шестигранных головок упора

Вид Б
сторона регулятора:



Наружный корпус 1ЦНД-2 (верхняя половина).

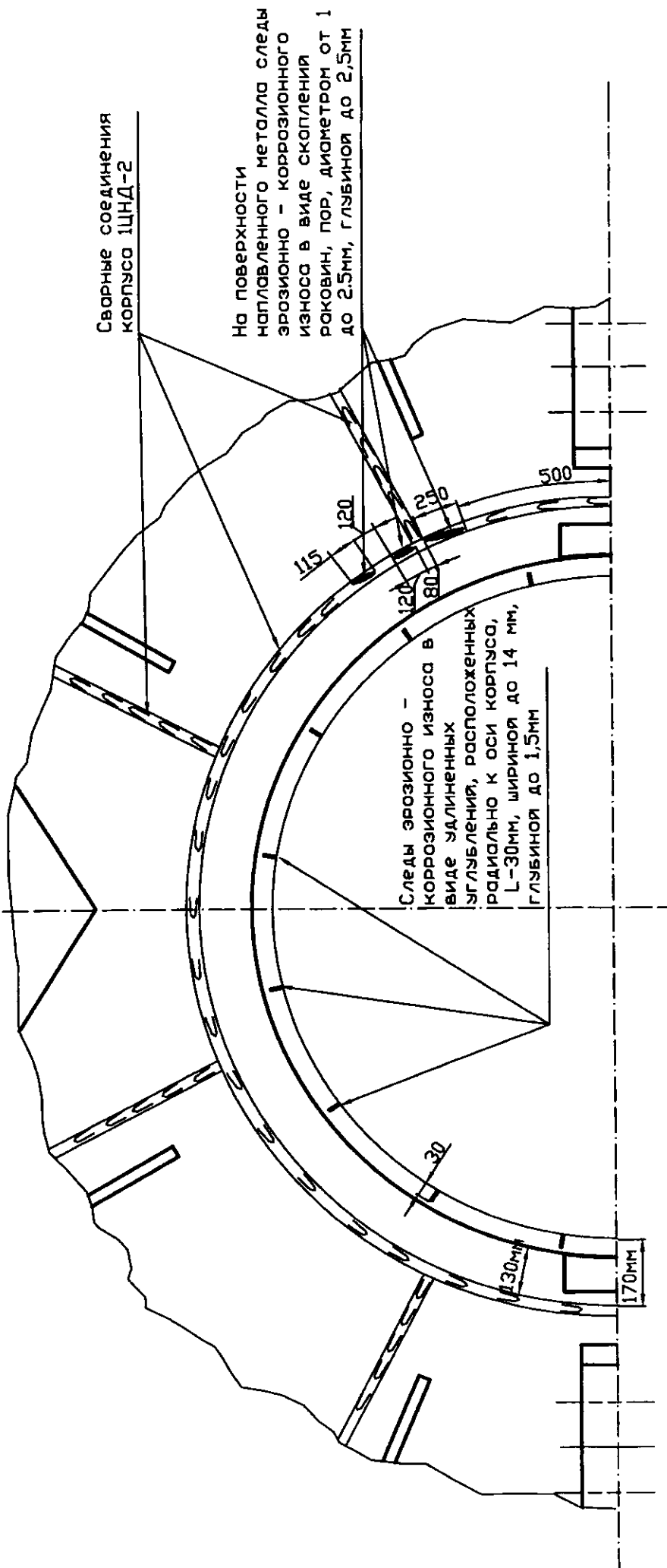
Картограмма расположения следов эрозионного износа на поверхности рас- точки под диафрагму 5-й ступени (сторона регулятора), на поверхности на- павленного металла кольцевого сварного соединения корпуса 1ЦНД-2.

выполнил:

инженер ОДМиТК

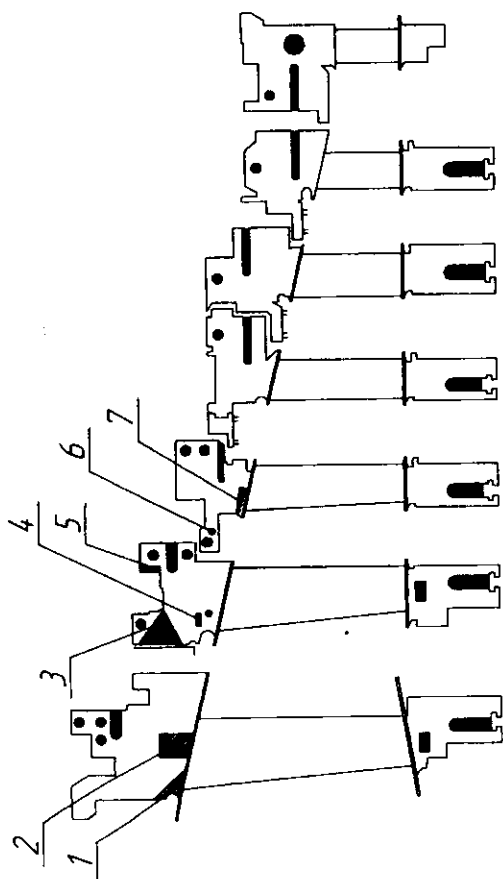
Саникова — Санникова Г.И.

Вид Г
сторона генератора:

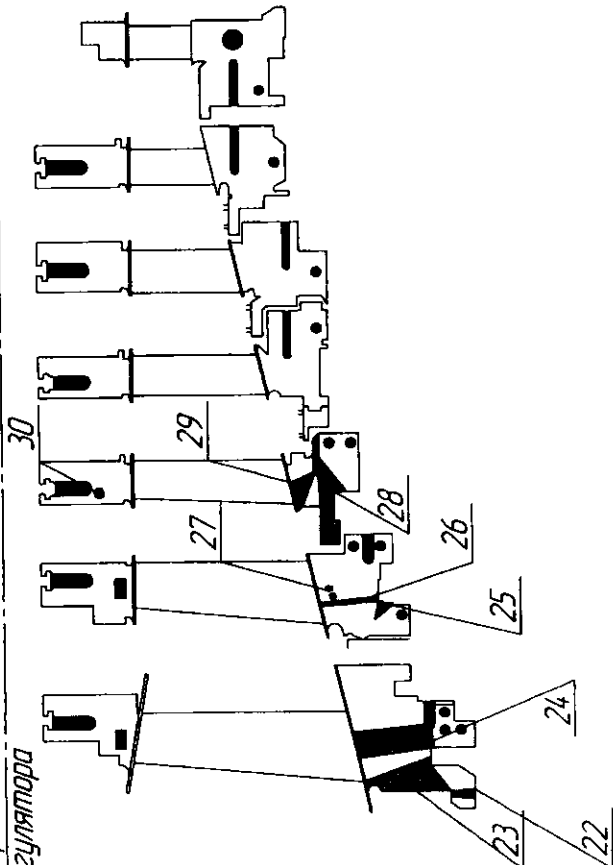


Наружный корпус 1ЦНД-2 (верхняя половина).
Картограмма расположения следов эрозионного износа на поверхности рас-
точки под диафрагму 5-й ступени (сторона генератора), на поверхности на-
плавленного металла кольцевого сварного соединения корпуса 1ЦНД-2.

выполнил:
инженер ОДМиТК
Санникова Г.И. Санникова Г.И.



сторона
регулятора



сторона
генератора

Выполнил: <i>Кузнецова</i>	Горизонтальные разрезы верхней половины диафрагм
Н.И. Кузнецова	(максимальные размеры дефектов указаны в таблице (см на оборотной стороне листа))

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
«Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)
ОДМнТК

ПРОТОКОЛ

от 20.06.2011г. №ОДМнТК 1-14/130
ультразвукового контроля лопаток ротора
низкого давления ТГ-1

1. ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ.

Хвостовые части рабочих лопаток 4^я, 5^я ступеней ротора цилиндра низкого давления (ЦНД- 2) турбины К-1000-60/1500-2, ч. № Б-522-20 сб.

2. ЦЕЛЬ КОНТРОЛЯ.

Обнаружение развивающихся трещин в хвостовых частях рабочих лопаток 4^я, 5^я ступеней, согласно п.15.1.1.2.5. РП.ОДМнТК-08/1-2011.

3. МЕТОД И ОБЪЕМ КОНТРОЛЯ.

Ультразвуковой контроль (УЗК) согласно «Методики УЗК хвостовых частей рабочих лопаток 4^{ой} и 5^{ой} ступеней ротора низкого давления турбины К-1000-60/1500-2» МЛ-01Б.

100% рабочих лопаток 4^я, 5^я ступеней РНД-2 (сторона генератора, сторона регулятора), каждая лопатка контролировалась с двух сторон (сторона паровпуска – ПП, сторона паровыпуска – ПВ).

4. СРЕДСТВА И ПАРАМЕТРЫ КОНТРОЛЯ.

Зона контроля	Дефекто-скоп	ПЭП	Образец	Контроль-ный уровень	Поисковый уровень
Наружная опорная поверхность	USM-35X №3997a	MWB 60-4 № 16104	СОП № К-81	50дБ	56дБ
Опорная поверхность первого грибка		MSW45QC5 № 006N2L		22 дБ	28 дБ
Опорная поверхность второго грибка		MWB 35-4 № 1952		24 дБ	30 дБ
Опорная поверхность третьего грибка		MWB 45-4 № 19113		20дБ	26 дБ

5. НОРМЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА.

5.1. Зона наружной опорной поверхности: фиксации подлежат отражатели амплитуда эхо-сигнала от которых равна или превышает контрольный уровень и $\Delta A_{оп} < 9\text{дБ}$; недопустимыми считаются отражатели амплитуда эхо-сигнала от которых равна или превышает контрольный уровень чувствительности и $\Delta A_{оп} \geq 9\text{дБ}$ (при этом высота трещины составляет $\geq 2,4\text{ мм}$).

5.2. Зона опорной поверхности 1^{го}, 2^{го}, 3^{го} грибков: фиксации подлежат отражатели амплитуда эхо-сигнала от которых равна или превышает контрольный уровень не более 4дБ; недопустимыми считаются отражатели, амплитуда эхо-сигнала от которых превышает контрольный уровень чувствительности более 4дБ.

5.3. Недопустимым считается одновременное наличие в хвостовой части одной лопатки, фиксируемых отражателей в зоне наружной опорной поверхности и в зоне любой другой опорной поверхности.

6. РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ.

Проведен ультразвуковой контроль 100% хвостовых частей рабочих лопаток 4^я и 5^я ступеней РНД-2 (сторона генератора, сторона регулятора), каждая лопатка контролировалась с двух сторон (сторона паровпуска – ПП, сторона паровыпуска – ПВ) согласно п.15.1.1.2.5. РП.ОДМиТК-08/1-2011 и «Методики УЗК хвостовых частей лопаток 4^{ой} и 5^{ой} ступеней РНД турбины К-1000-60/1500-2» МЛ-01Б.

В зоне наружных опорных поверхностей и зоне опорных поверхностей 1^{го}, 2^{го}, 3^{го} грибков рабочих лопаток 4^я, 5^я ступеней РНД-2 дефектов и отражателей, подлежащих фиксации, не обнаружено.

Начальник ОДМиТК

Инженер

Инженер

С.В. Якушев

С.И. Высоцкий

В.В. Горбачев

**Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
«Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)**

Отдел дефектоскопии металлов
и технического контроля
Энергоблок № 1, ТО

ПРОТОКОЛ

От 20.06.2011г. № ОДМиТК 1-14/ 140.

Визуального и измерительного контроля
Цилиндр низкого давления (ЦНД-2),
1SA30Z01

1. ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ: Цилиндр низкого давления (ЦНД-2), 1SA30Z01, черт. Б-522 СБ. Завод - изготовитель – ХТГЗ.

Материал: корпус наружный, корпус внутренний (обойма) - Вст3 сп, 25Л;
диафрагмы, направляющие лопатки - Вст3сп, 25Л, 12Х13, 10Х13Л;
Категория сварных соединений – К1 РТМ 108.020.26-77, ПК 1514-72.

2. ЦЕЛЬ КОНТРОЛЯ: Оценка состояния металла согласно п.п. 15.1.1.1./7.1.3, 15.1.1.2./7.1.4., 15.1.1.3./7.1.9, 15.1.1.3./7.1.10. «Рабочей программы ...» № РП.ОДМиТК-08/1-2011;

п.п. 7.1.1, 7.3.1. 7.4. «Рабочей программы № 102/12-11-РП.1 контроля металла с целью оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС».

3. МЕТОДЫ И ОБЪЕМ КОНТРОЛЯ: Визуальный и измерительный контроль согласно ПНАЭГ-7-016-89, АТПЭ-9-09 (приложение Е), ПНАЭ Г-025-90, ПК 1514-72, РТМ 108.020.26-77, технологических карт контроля №№ 1-4/ТЦ-795, 1-4/ТЦ-801, 4/ТЦ-024, 4/ТЦ-025, 4/ТЦ-026.

Дата проведения контроля: 16.06.2011 -20.06.2011г, с 10⁰⁰ до 12⁰⁰ часов.

Освещенность в зоне контроля в соответствии с ПНАЭГ-7-016-89.

Измерительный инструмент: штангенциркуль ШЦ-1-125-0,1, зав. № 337713, № 04.07.63.057; шаблон УШС-3, № 04.07.63.054, линейка, № 04.07.63.012.

Оптические приборы - лупа 6^х крат.

3.1. Основной металл - в объеме 100%:

- корпуса наружного (нижней половины), внутренней поверхности, черт. Б-522-02-01СБ;
- корпуса внутреннего (обоймы) (нижней половины), наружной и внутренней поверхностей (в доступных местах), черт. Б-522-03-01СБ.

3.2. Сварные соединения патрубков к «литью» и трубам (изнутри), в доступных местах, Вст3сп+ст.20, ст.20+ст.20; К1 РТМ 108.020.26-77, ПК 1514-72- в объеме 100%.

3.3. Основной металл

- диафрагм (нижних половин), направляющих лопаток, (включая входные и выходные кромки) диафрагм цилиндра - в объеме 100%.

3.3. Крепеж разъема - в объеме 100%:

Шпильки (наружного корпус и внутреннего (обоймы):

- черт. С-522-03-00-06, М90, 25ХМФ, количество - 20 шт.;
- черт. С-513-01-00-08, М64, 35ХМ, кол-во - 8 шт.;
- ГОСТ 22032-76, М48х130, 38ХН3МФА, кол-во - 68 шт.
- ГОСТ 22032-76, М42х130, кол-во - 68 шт.

Гайки:

- НК-431, М90х4, 25Х1МФ, кол-во 40 шт.;
- НК-431, М64х4, 25Х1МФ, кол-во - 8 шт.;
- С-472-01-00-51, М48, кол-во-68 шт.;

- гайка колпачковая С-472-01-00-51, М48, кол-во - 68 шт.;
- НД 239-14, М42, 30Х13, кол-во - 24 шт.;
- ГОСТ 5915-70, М42, кол-во - 112 шт.

Специальные болты соединительных муфт, черт. С-470-24-00-09, М95, кол-во - 18 шт. на каждой муфте (со стороны ЦНД-1 и со стороны ЦНД-3).

4. РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ:

4.1. Проведен визуальный и измерительный контроль по п.п. 3.1., 3.2., 3.3. настоящего протокола:

4.1.1. На внутренней поверхности наружного корпуса 1ЦНД-2 (нижней половины) со стороны генератора и со стороны регулятора:

по всему периметру расточки под диафрагмы 6 ступени, в месте пересечения поверхностей расточки (в районе установки упоров) имеются следы эрозионно-коррозионного износа в виде углублений, имеющих форму полуovalов (см. приложения 1, 1а):

- со стороны генератора - 37х25 мм, глубиной до 10 мм;
- со стороны регулятора - 34х20 мм, глубиной до 6 мм.

Расстояние между центрами углублений составляет ~ 200мм.

На гранях шестигранных головок упоров (поз.10 черт. Б-522-02СБ), находящихся в зоне эрозионно-коррозионного износа поверхности расточки под диафрагмы 6-ой ступени, имеются следы эрозионного повреждения, максимальной глубиной до 6 мм.:

- со стороны генератора - в количестве 2 шт.
- со стороны регулятора - 2 шт.

4.1.2. На горизонтальном разъеме внутреннего корпуса (обоймы) обнаружены следы эрозионно-коррозионного износа на участках, размерами от 20х20мм до 120х100 мм, глубиной 0,2 мм. (см. приложение 2).

4.1.3. На горизонтальных поверхностях диафрагм (нижних половин) обнаружены следы эрозионно-коррозионного износа, размерами от 2х2 мм до 130х35 мм, максимальной глубиной 5 мм. (см. приложение 3).

4.2. На остальных проконтролированных поверхностях дефектов не обнаружено.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

5.1. Визуальный и измерительный контроль выполнен согласно п.п. 15.1.1.1.1./7.1.3, 15.1.1.1.2./7.1.4., 15.1.1.1.3./7.1.9, 15.1.1.3./7.1.10. «Рабочей программы ...» № РП.ОДМитК-08/1-011; п.п. 7.1.1, 7.3.1. 7.4. «Рабочей программы № 102/12-11-РП.1 контроля металла с целью оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока № 1 Балаковской АЭС».

5.2. Выявленные эрозионно-коррозионные повреждения по п.п. 4.1.1., 4.1.2., 4.1.3. настоящего протокола - являются дефектами.

5.3. На остальных проконтролированных поверхностях дефектов не обнаружено.

Приложения 1, 1а. Наружный корпус 1ЦНД-2 (нижняя половина). Картограмма расположения следов эрозионно-коррозионного износа на поверхности расточки под диафрагмы 6-ой ступени (со стороны генератора и со стороны регулятора).

Приложение 2. 1ЦНД-2. Внутренний корпус (обойма) (нижняя половина). Картограмма расположения следов эрозионно-коррозионного износа на горизонтальном разъеме обоймы.

Приложение 3. 1ЦНД-2. Диафрагмы (нижние половины). Картограмма расположения следов эрозионно - коррозионного износа на поверхностях горизонтальных разъемов.

Начальник ОДМитК

Инженер ОДМитК

Инженер ОДМитК

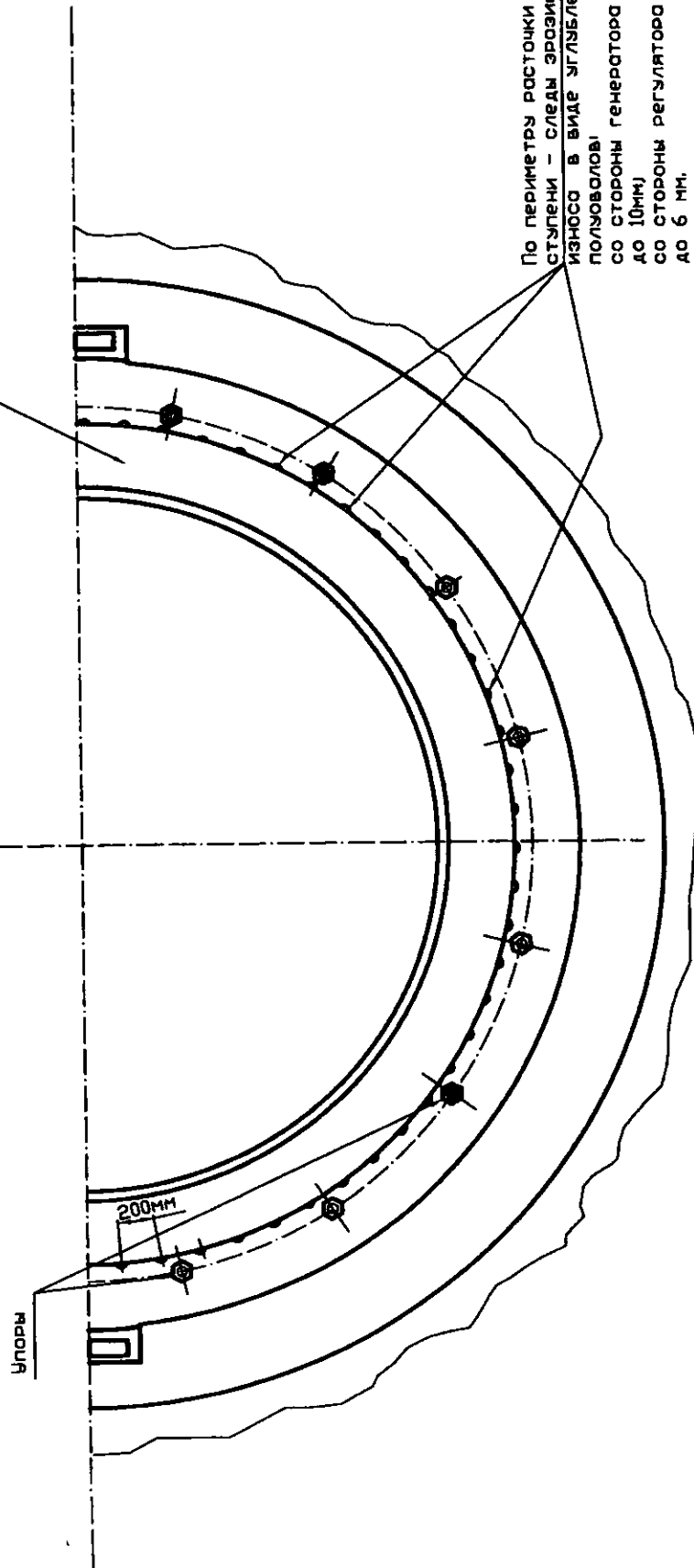
С.В. Якушев

Г.И. Санникова

Н.И. Кузнецова

Наружный корпус 1ЦНД-2
Вид А

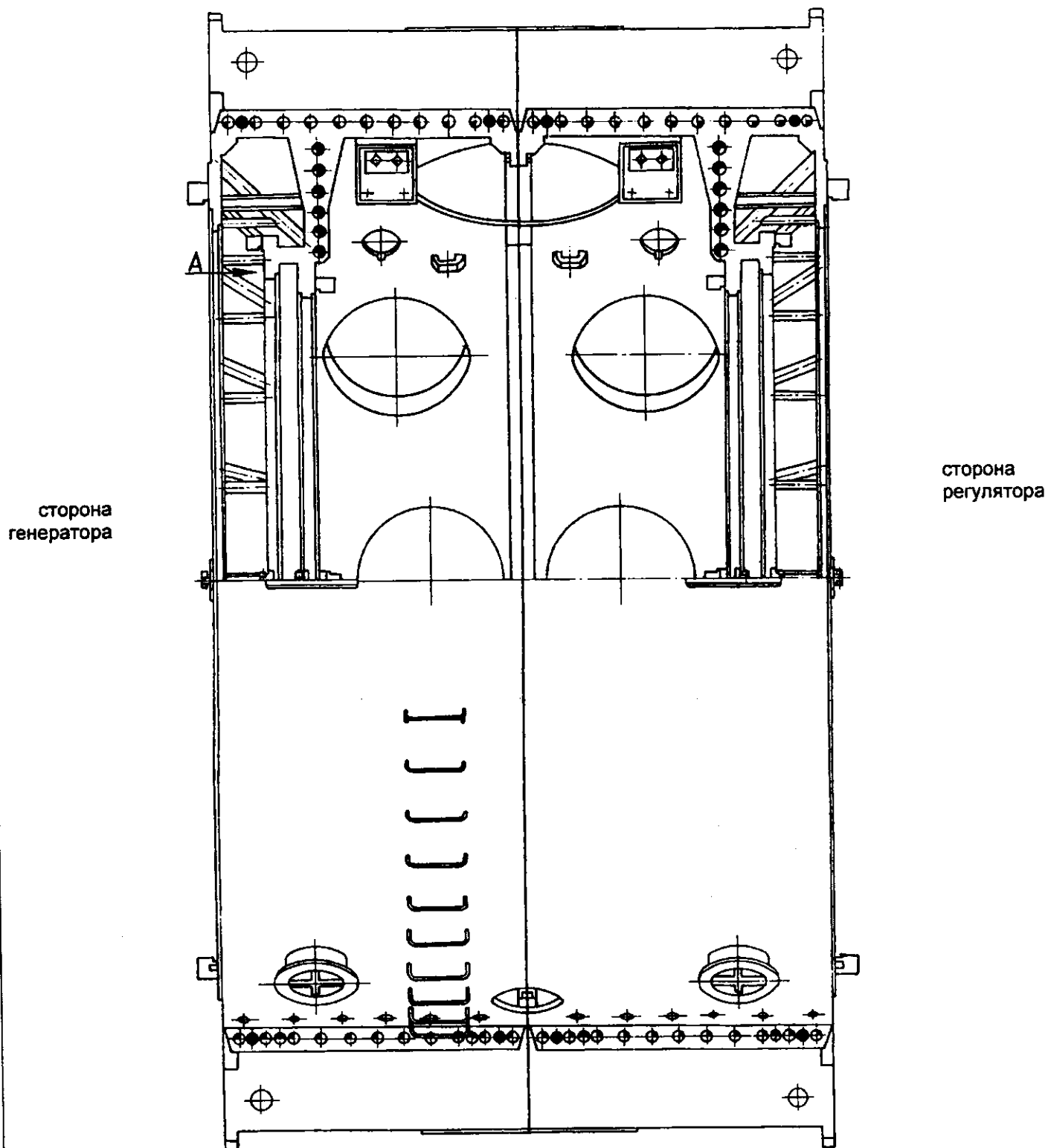
Корпус наружный
(нижняя половина)



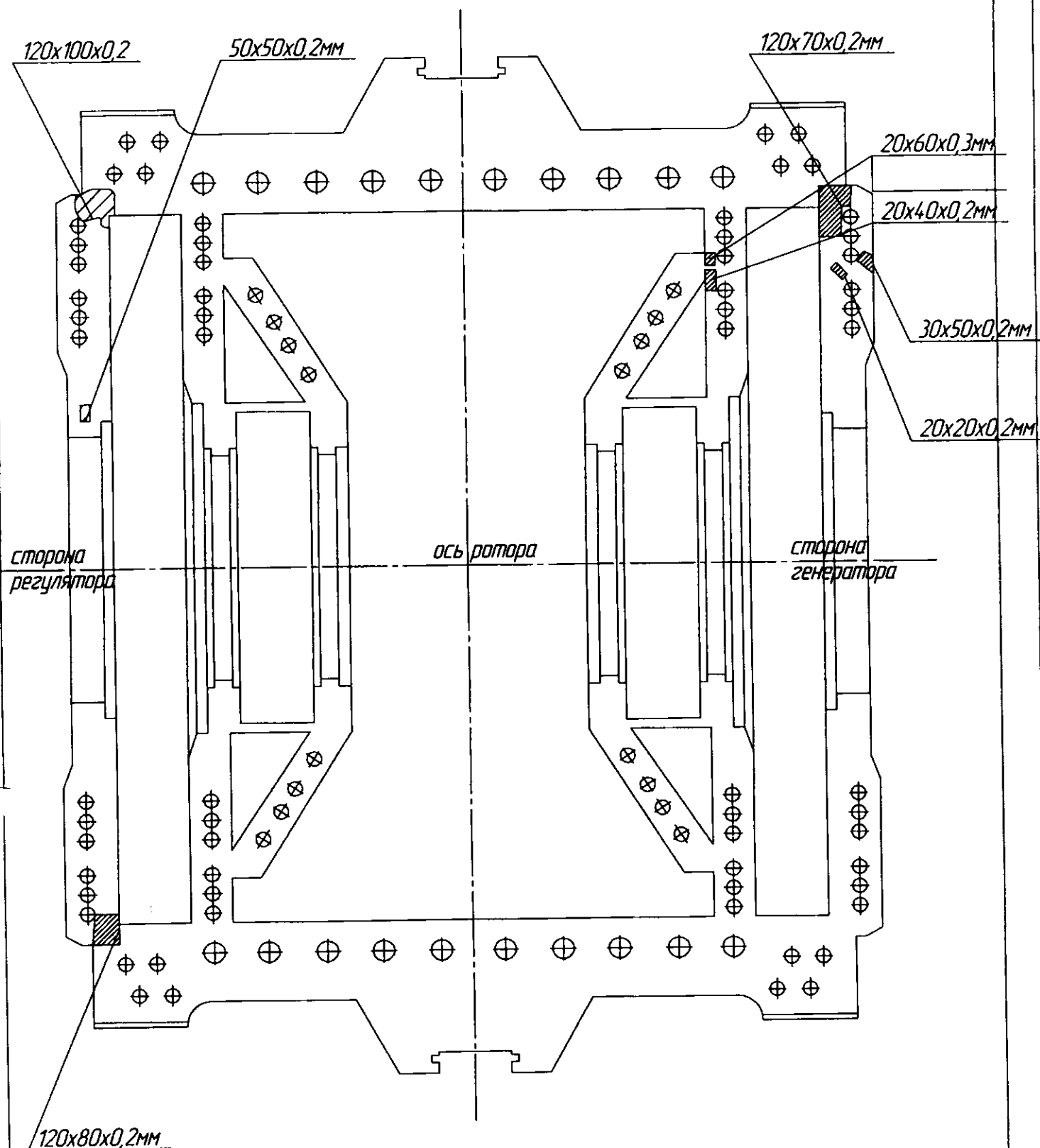
Наружный корпус 1ЦНД-2 (нижняя половина).
Картограмма расположения следов эрозивно-коррозионного износа на поверхности расточки под диафрагму 6-й ступени (со стороны генератора и со стороны регулятора).

Выполнил:
инженер ОДМиТК
В.И. Санникова Г.И.

**Наружный корпус 1ЦНД-2. (нижняя половина)
Вид сверху**



**Наружный корпус 1ЦНД-2
(нижняя половина). Вид сверху.
Вид А (см. приложение 1).**



Выполнил: *[Signature]*
Н.И. Кузнецова

1ЦНД-2. Внутренний корпус (обойма) (нижняя половина).
Картограмма расположения следов эрозионно-коррозионного
износа на горизонтальном разъеме обоймы.

60x70x1mm

130x35x15
 $\phi 3.5$ mm, глубина 1mm
 $\phi 2$ mm, глубина 5mm

75x110x3mm
 110x40x0.2mm

45x30x1mm

сторона
генератора

сторона
регулятора

35x60x3mm

$\phi 3$ mm, глубина 2mm
 85x55x1mm

100x100x1mm

110x70x3mm

95x25x0.2

45x45x1mm

60x75x1mm

ЦНД-2. Диафрагмы (нижние половины)

Картаграмма расположения следов

эрозивно-коррозионного износа на поверхностях
горизонтальных разъемов

Выполнил: *[Signature]*

Н.И. Кузнецова

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Балаковская атомная станция
энергоблок № 1

ОДМИТК
наименование организации проводившей контроль

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об ультразвуковом контроле основного металла

№ ОДМИТК- 1-14/174

от « 20 » 06 2011 г.
дата пров.контр.« 15 » 06 2011 г.

1SA30Z01.Турбина. Ротор ЦНД-2, ч. Б-522-20СБ. Выходные кромки рабочих лопаток 7^й ступени.

наименование объекта контроля, номер чертежа

Инструкция по УЗК эрозионно-изношенных выходных кромок. 1979г.

наименование (обозначение) нормативных документов по контролю и оценке качества

Марка стали: 15X11МФ Категория св. шва

Цель контроля: п.15.1.1.2.3.7.1.9. РП. ОДМИТК-08/1-2011 т.к. 1-4/ЛЦ-412

№ пункта и № рабочей программы; № тех. карты контроля

Дефектоскоп USM-35X № 3997а ПЭП MWB 90-4 № 01055

Угол ввода УЗ луча: 90° Частота: 4МГц № записи 1 № журнала 2-11

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№№	Объем	Типоразмер	Макс. доп. экв. площадь, мм ²	Доп. число фикс. несплош. шт.	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Оценка качества	Примечания
1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	ст. регул.
13,14,15,16,17,18,19,20,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
21,22,23,24,25,26,27,28,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
29,30,31,32,33,34,35,36,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
37,38,39,40,41,42,43,44,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
45,46,47,48,49,50,51,52,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
53,54,55,56,57,58,59,60,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
61,62,63,64,65,66,67,68,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
69,70,71,72,73,74,75,76,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
77,78,79,80,81,82,83,84,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
85,86,87,88,89,90,91,92,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
93,94,95,96,97,98,99,100,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
101,102,103,104,105,106,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
107,108,109,110,111,112.	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	ст. генер.
13,14,15,16,17,18,19,20,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
21,22,23,24,25,26,27,28,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
29,30,31,32,33,34,35,36,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
37,38,39,40,41,42,43,44,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
45,46,47,48,49,50,51,52,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
53,54,55,56,57,58,59,60,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
61,62,63,64,65,66,67,68,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
69,70,71,72,73,74,75,76,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
77,78,79,80,81,82,83,84,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
85,86,87,88,89,90,91,92,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
93,94,95,96,97,98,99,100,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
101,102,103,104,105,106,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
107,108,109,110,111,112.	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-

Контроль выполнил инженер
должность,

Горбачев В.В.
Фамилия и инициалы, подпись

Руководитель работ ст. мастер
должность,

Жидких П.В.
Фамилия и инициалы, подпись

Проверил Высоцкий С.И.
Фамилия и инициалы, подпись

Начальник ОДМИТК Якушев С.В.
Фамилия и инициалы, подпись

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Балаковская атомная станция
энергоблок № 1

ОДМитК
наименование организации проводившей контроль

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об ультразвуковом контроле основного металла

№ ОДМитК- 1-14/175

от « 20 » 06 201 1 г.
дата пров.контр. « 15 » 06 201 1 г.

1SA30Z01.Турбина. Ротор ЦНД-2, ч. Б-522-20СБ. Выходные кромки рабочих лопаток
6^й ступени.

наименование объекта контроля, номер чертежа

Инструкция по УЗК эрозионно-изношенным выходным кромкам. 1979г.

наименование (обозначение) нормативных документов по контролю и оценке качества

Марка стали: 15X11МФ Категория св. шва -

Цель контроля: п.6.2.13.4. программы №102/12-11-П.1; т.к. 1-4/ТЦ-412

№ пункта и № рабочей программы; № тех. карты контроля

Дефектоскоп USM-35X № 3997а ПЭП MWB 90-4 № 01055

Угол ввода УЗ луча: 90° Частота: 4МГц № записи 2 № журнала 2-11

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№№	Объем	Типора змер	Макс. доп. экв. площадь, мм ²	Доп. число фикс. несплош., шт.	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Оценка качества	Примечания
1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	ст. регул. ч.Б-512-20-15
13,14,15,16,17,18,19,20,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
21,22,23,24,25,26,27,28,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
29,30,31,32,33,34,35,36,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
37,38,39,40,41,42,43,44,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
45,46,47,48,49,50,51,52,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
53,54,55,56,57,58,59,60,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
61,62,63,64,65,66,67,68,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
69,70,71,72,73,74,75,76,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
77,78,79,80,81,82,83,84,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
85,86,87,88,89,90,91,92,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	ст. генер. ч.Б-512-20-17
93,94,95,96,97,98,99,100,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
101,102,103,104,105,106,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
107,108.	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
13,14,15,16,17,18,19,20,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
21,22,23,24,25,26,27,28,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
29,30,31,32,33,34,35,36,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
37,38,39,40,41,42,43,44,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
45,46,47,48,49,50,51,52,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
53,54,55,56,57,58,59,60,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
61,62,63,64,65,66,67,68,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
69,70,71,72,73,74,75,76,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
77,78,79,80,81,82,83,84,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
85,86,87,88,89,90,91,92,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
93,94,95,96,97,98,99,100,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
101,102,103,104,105,106,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	
107,108.	100%	-	1	-	ДНО	удов.	

Контроль выполнил инженер
должность,

Горбачев В.В.
Фамилия и инициалы, подпись

Руководитель работ ст. мастер
должность,

Жидких П.В.
Фамилия и инициалы, подпись

Проверил Высоцкий С.И.
Фамилия и инициалы, подпись

Начальник ОДМитК Якушев С.В.
Фамилия и инициалы, подпись

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
«Балаковская атомная станция»

ПРОТОКОЛ № ОДМиТК-3-08/ 114
измерения твердости металла
от 03 июля 2011г.

Цилиндр низкого давления, ЦНД-2, 1SA30Z01. черт. Б-522сб, ротор черт. Б-522-20сб,
категория св. швов К1, завод-изготовитель ХТГЗ.
наименование оборудования, № чертежа, детали, количество деталей контролируемой партии

Метод контроля М1С 10 DL по ГОСТ 9012-59

тип прибора, №ГОСТа на метод

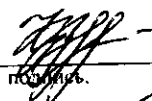
Цель контроля п. 7.2.10. «Рабочей программы №102/12-11-РП.1 контроля металла с
целью оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-
2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60/1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС»
документ, по которому проводится контроль

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЯ

Место испытания	Марка стали	Твердость металла		
		НВ	HRC	НВ
Сварное соединение №1	25Х2НМФА	225	-	-
		226		
		229		
Сварное соединение №2	25Х2НМФА	211	-	-
		218		
		221		
Сварное соединение №3	25Х2НМФА	212	-	-
		213		
		214		
Сварное соединение №4	25Х2НМФА	215	-	-
		217		
		219		
Сварное соединение №5	25Х2НМФА	216	-	-
		218		
		216		
Сварное соединение №6	25Х2НМФА	221	-	-
		222		
		222		
Сварное соединение №7	25Х2НМФА	222	-	-
		225		
		225		
Сварное соединение №8	25Х2НМФА	227	-	-
		228		
		228		
Сварное соединение №9	25Х2НМФА	227	-	-
		228		
		228		

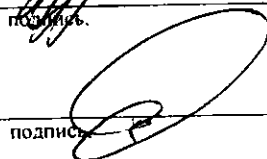
Сварное соединение №10	25X2НМФА	228	-	-
		228		
		229		
Сварное соединение №11	25X2НМФА	229	-	-
		230		
		230		
Сварное соединение №12	25X2НМФА	226	-	-
		227		
		228		
Сварное соединение №13	25X2НМФА	224	-	-
		225		
		226		

Инженер ОДМиТК


подпись.

Н.И.Кузнецова
расшифровка подписи

Начальник ОДМиТК


подпись.

С.В.Якушев
расшифровка подписи

Филиал ОАО « Концерн Росэнергоатом»

«Балаковская атомная станция»

ОДМиТК

Энергоблок № 1, ТО

ПРОТОКОЛ

от 22.06.2011г. № ОДМиТК-1-14/228

Визуального и измерительного контроля

Турбина. ЦНД.

1.ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ: Цилиндр низкого давления, 1ЦНД-2, 1SA30Z01, черт. Б-522сб; ротор – черт.Б-522-20сб. Завод-изготовитель – ХТГЗ.

2.ЦЕЛЬ КОНТРОЛЯ: Оценка состояния основного металла и сварных соединений согласно «Рабочей программы ...» РП.№ОДМиТК-08/1-2011 п.п. 15.1.1.2.1./7.1.7., 15.1.1.2.2./7.1.8., 15.1.1.2.3/7.1.9., 15.1.1.2.4; «Рабочей программы №102/12-11-РП.1 контроля металла с целью оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60\1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС» п.п. 7.2.1, 7.2.13.

3.МЕТОДЫ И ОБЪЕМ КОНТРОЛЯ: Визуальный и измерительный контроль согласно ПНАЭГ-7-016-89, АТПЭ-9-09 (приложение Е), РТМ 108.020.26-77, тех.карт №№ 1-4/ТЦ-801.

Дата проведения контроля с 16.06.2011 по 21.06.2011 с 9.00 до 15.00.

Освещенность в зоне контроля в соответствии с ПНАЭГ-7-016-89.

Измерительный инструмент: ШЦ-1-125-0,1. зав.№ Т 81328.

3.1. РОТОР:

3.1.1. Основной металл. Радиусные переходы, материал 25Х2НМФА, в объеме 100%;

3.1.2. Сварные соединения ротора, материал 25Х2НМФА, Ø2029мм, №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, в объеме 100%;

3.1.3. Рабочие лопатки (включая входные и выходные кромки, хвостовики), бандажи, материал ст.12Х13-III, 12Х13, 15Х11МФ (в доступных местах), в объеме 100%;

3.1.4. Замковые лопатки в зоне штифтов ступеней № 1-5(Предписание № ОТИ-1-01/377 от 10.11.99), материал 12Х13,

40х26х8, №№1, 2, 3,

45х26х10, №4,

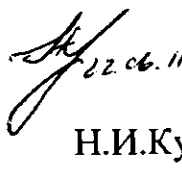
70х50х20, №5, на отсутствие трещин, в объеме 100%.

4.РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ: Проведен визуальный и измерительный контроль по п. 3.1. настоящего протокола, дефектов не обнаружено.


5.ЗАКЛЮЧЕНИЕ: Визуальный и измерительный контроль выполнен в объеме п.п. 15.1.1.2.1./7.1.7., 15.1.1.2.2./7.1.8., 15.1.1.2.3/7.1.9., 15.1.1.2.4 «Рабочей программы ...» РП.№ОДМиТК-08/1-2011, п.п. 7.2.1, 7.2.13 «Рабочей программы №102/12-11-РП.1 контроля металла с целью оценки технического состояния и остаточного ресурса цилиндра низкого давления ЦНД-2 (1SA30Z01) турбины паровой К-1000-60\1500-2 энергоблока №1 Балаковской АЭС», дефектов не обнаружено.

И.о.начальника ОДМиТК

Инженер ОДМиТК

 22.06.11

Н.А. Кожевников

 Н.И.Кузнецова (Уд.№ 122-08)

Филиал ОАО "Концерн Росэнергоатом"
"Балаковская атомная станция"
(Балаковская АЭС)
ОДМиТК

Балаковская атомная станция
Энергоблок №1
22.06.2011г.
дата проведения контроля

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМиТК 1-14/542 от 04.07.2011г.

номер и дата регистрации

о капиллярном контроле сварных соединений (наплавов)/основного металла

Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Ротор. Сварные соединения. черт.Б-522-20сб. Завод-изготовитель: «ХТГЗ»
объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель

ПНАЭГ-7-018-89

PTM 108.020.26-77

наименование и номер инструкции (методики) по контролю, документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)

Марка стали 25Х2НМФА

Категория K1

Цель контроля п.15.1.1.2.2/7.1.8 РПК №РП.ОДМиТК-08/1-2011 т.к.№ОДМ-24/5
№ пункта и № рабочей программы, № техн. карты контроля

Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Номер св.соед. (наплавки) по чертежу (схеме)	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля № ОДМиТК 2-15	Примечание
1	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	173	
2	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
3	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
4	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
5	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
6	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
7	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
8	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
9	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
10	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
11	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
12	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	
13	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл.	-//-	

Контроль выполнил дефектоскопист

должность

Калашников В.В.

Фамилия и инициалы

подпись

165-09

№ удостоверения

Руководитель работ ст. мастер

должность

Жидких П.В.

Фамилия и инициалы

подпись

Начальник ОДМиТК С.В. Якушев

Балаковская атомная станция
Энергоблок №1
23.06.2011г.
дата проведения контроля

КОМСТ И дата регистрации

С.В. Якушев

**Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
"Балаковская атомная станция"
(Балаковская АЭС)
ОДМиТК
Энергоблок № 1, ТО
Протокол
от 16.07.2011г. № ОДМиТК1-14/1066**

г. Балаково Саратовской области
визуального и измерительного контроля
линзовых компенсаторов концевых уплотнений

1. Объект контроля: Цилиндр низкого давления-2 (ЦНД-2), 1SA30Z01. Линзовые компенсаторы концевых уплотнений, черт. 470-13сб. Завод-изготовитель: ХТГЗ.

2. Цель контроля: Оценка состояния сварных соединений и основного металла согласно п. 15.1.1.2.6 «Рабочей программы...» №РП. ОДМиТК-08/1-2011.

3. Методы и объем контроля:

Визуальный и измерительный контроль по ПНАЭГ-7-016-89, на соответствие АТПЭ-9-09 (прил.Е).

Тех. карта контроля: т.к. №1-4/ТЦ-631.

Контроль проведен: 16.06.2011г. с 13-00 до 15-00.

Освещенность в зоне контроля в соответствии с требованиями ПНАЭГ-7-016-89

Измерительный инструмент: штангенциркуль - ШЦ I-125-0,1 № 436737 ГОСТ 166-89.

Оптические приборы – лупа 4-х кратного увеличения.

3.1. Линзовые компенсаторы концевых уплотнений – Ø1802x4, материал: ст.20, в объеме 100%;

4. Результаты выполненного контроля:

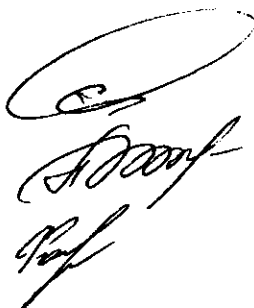
4.1. При визуальном и измерительном контроле по п. 3.1 настоящего протокола дефектов не обнаружено.

5. Заключение: Визуальный и измерительный контроль сварных соединений и основного металла выполнен в объеме п. 15.1.1.2.6 «Рабочей программы...» №РП. ОДМиТК-08/1-2011. Дефектов не обнаружено.

Начальник ОДМиТК

Ст. мастер ОДМиТК

Инженер ОДМиТК



С.В. Якушев

П.В. Жидких

В.С. Фомин

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМТК 1-14/1279 от 27.07.2011г.

о капиллярном контроле сварных соединений (наплавки)/ основного металла
Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Ротор. Места работы концевых уплотнений шеек вала. Места работы
диафрагменных уплотнений. ч.Б-522-20сб. Завод – изготовитель ХТГЗ

объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель

ПНАЭГ-7-018-89 АТПЭ-9-09

наименование и номер инструкции (методики) по контролю; документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)

Марка стали 25Х2НМФА

Категория -

Цель контроля п. 7.2.7, п. 7.2.8 РПД №102/12-11-РП.1

№ пункта и № рабочей программы,

№ тех. карты

Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Номер св. соед. (наплавки) по чертежу (схеме)	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля ОДМТК 2-15	Примечание
Места работы концевых уплотнений шеек вала	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	45	Сторона регулятора
Места работы диафрагменных уплотнений вала	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-/-	
Места работы концевых уплотнений шеек вала	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-/-	Сторона генератора
Места работы диафрагменных уплотнений вала	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-/-	
картограмма прилагается						

Контроль выполнил дефектоскопист

должность

Желтиков В.И.

Фамилия и инициалы

подпись

166-09

№ удостоверения

Руководитель работ

ст. мастер

должность

Жидких П.В.

Фамилия и инициалы

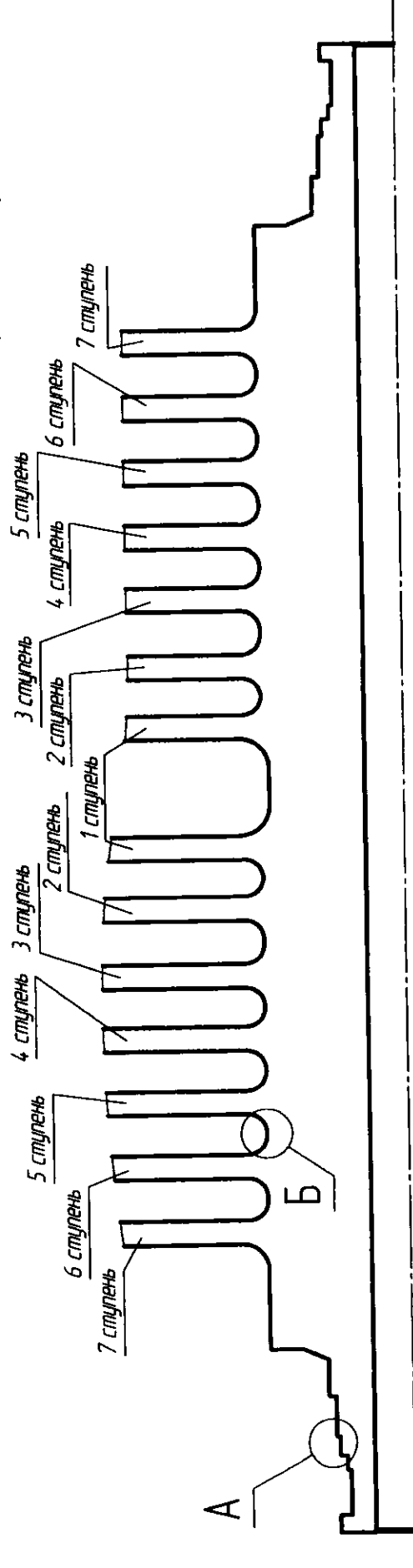
подпись

Начальник ОДМТК

С.В. Якушев

ЦНД-2.Ротор.

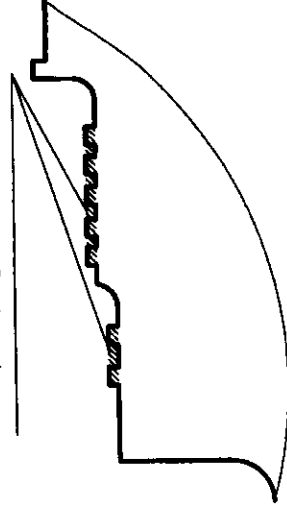
Приложение к заключению
№ОДМУТК 1-14/1279 от 27.07.2012г.



сторона
регулятора

А

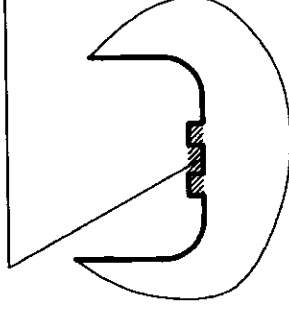
Зона контроля (места работы
уплотнений шеек вала
со стороны регулятора и генератора)



сторона
генератора

Б

Зона контроля (места работы
дифрагменных уплотнений. Между
ступенями 7 и 6, 6 и 5, 5 и 4, 4 и 3,
3 и 2, 2 и 1 со стороны генератора и регулятора)



Составил: дефектоскопист В.И. Желтиков

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМіТК 1-14/ 1270 от 27 .07.2011г.
номер и дата регистрации

о капиллярном контроле сварных соединений (наплавов)/ основного металла
Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Ротор. Призонные отверстия на фланцах РНД.
ч.Б-522-20сб. Завод – изготовитель ХТГЗ

объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель

ПНАЭГ-7-018-89 АТПЭ-9-09

наименование и номер инструкции (методики) по контролю; документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)

Марка стали 25Х2НМФА

Категория -

Цель контроля п. 7.2.6 РП№102/12-11-РП.1

№ пункта и № рабочей программы,

№ тех. карты

Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Номер отверстия	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля ОДМіТК 2-15	Примечание
1÷21	Ø95	100%	дефектов не обнаружено	удовл	<u>46</u>	Сторона регулятора
1÷21	Ø95	100%	дефектов не обнаружено	удовл	<u>-//-</u>	Сторона генератора
картограмма прилагается						

Контроль выполнил дефектоскопист
должность

Калашников В.В.
Фамилия и инициалы

Х.В. 165-09
подпись Неудостоверения

Руководитель работ ст. мастер
должность

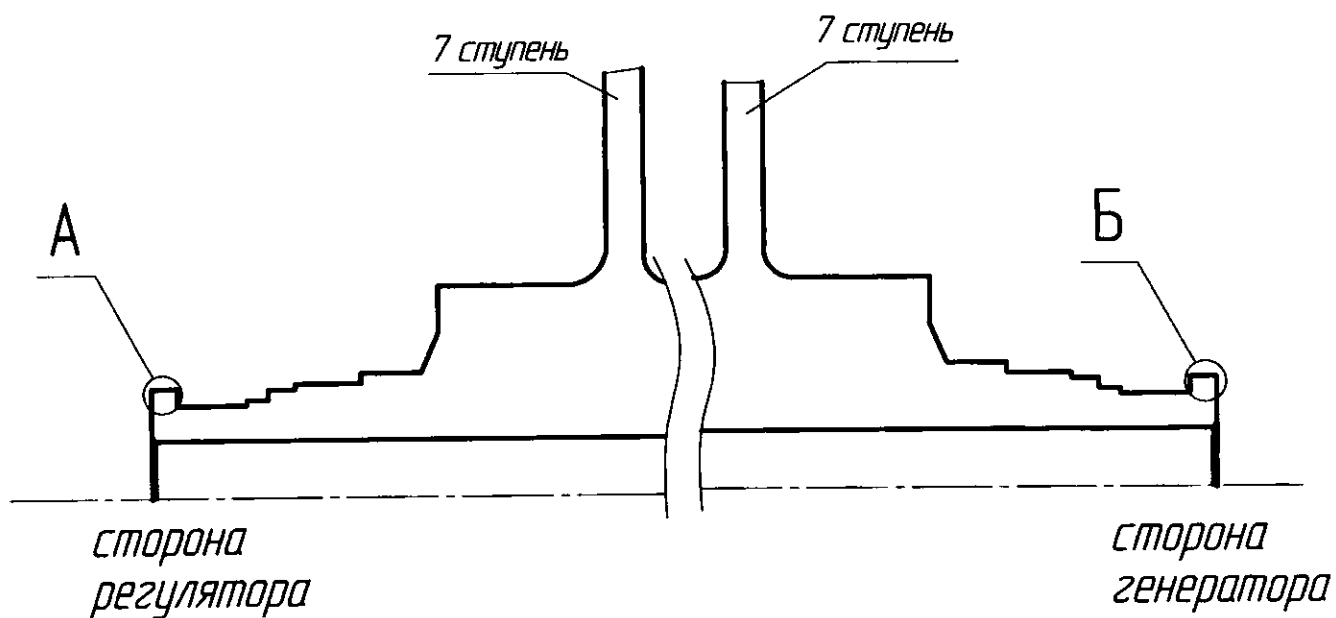
Жидких П.В.
Фамилия и инициалы

Жидких
подпись

Начальник ОДМіТК

С.В. Якушев

ЦНД-2.Ротор.

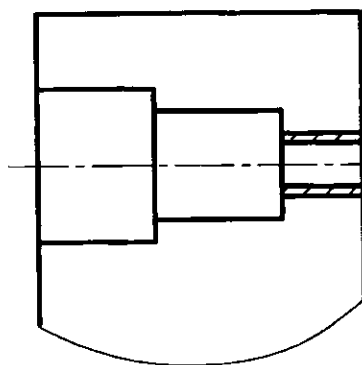
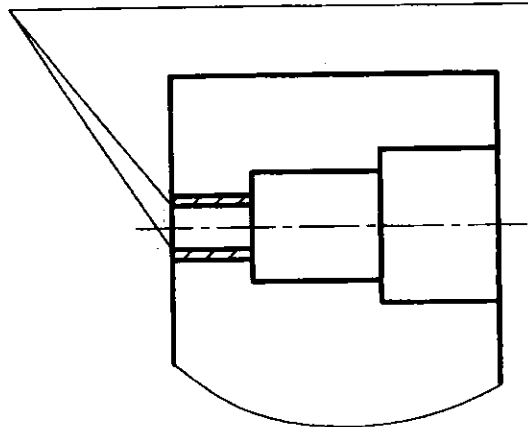


А

Б

Зона контроля (призванные отверстия на фланцах РНД (21шт.) со стороны регулятора)

Зона контроля (призванные отверстия на фланцах РНД (21шт.) со стороны генератора)



////// - зона контроля

Составил: дефектоскопист В.В. Калашников

Кл

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМиТК 1-14/1281 от 27.07.2011г.
номер и дата регистрации

о капиллярном контроле сварных соединений (наплавки)/ основного металла
Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Ротор. Основной металл опорных шеек вала и галтели.
ч.Б-522-20сб. Завод – изготовитель ХТГЗ

объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель

ПНАЭГ-7-018-89 АТПЭ-9-09

наименование и номер инструкции (методики) по контролю; документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)

Марка стали 25Х2НМФА

Категория -

Цель контроля п. 7.2.3 РП №102/12-11-РП.1

№ пункта и № рабочей программы,

№ тех. карты

Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Номер св. соед. (наплавки) по чертежу (схеме)	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля ОДМиТК 2-15	Примечание
опорные шейки вала и галтели	Ø800	100%	дефектов не обнаружено	удовл	47	Сторона регулятора
опорные шейки вала и галтели	Ø800	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	Сторона генератора
картограмма прилагается						

Контроль выполнил

дефектоскопист
должность

Калашников В.В.
Фамилия и инициалы

KL
подпись

165-09
Неудостоверения

Руководитель работ

ст. мастер
должность

Жидких П.В.
Фамилия и инициалы

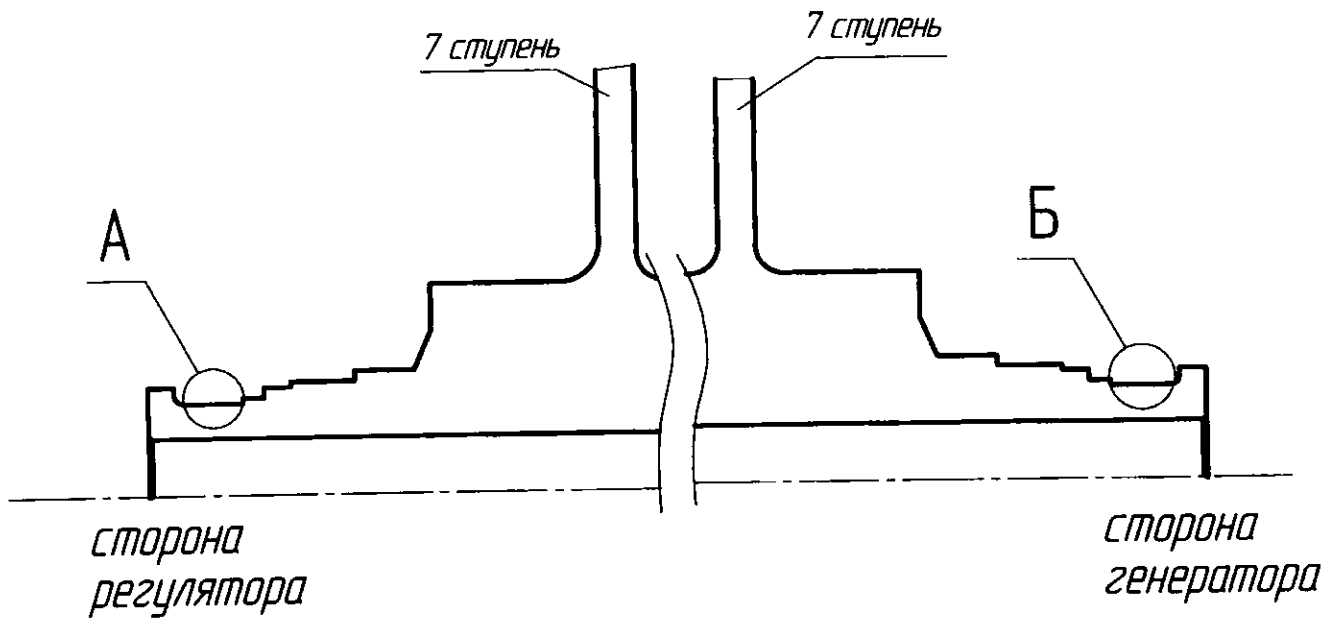
[подпись]
подпись

Начальник ОДМиТК

[подпись]

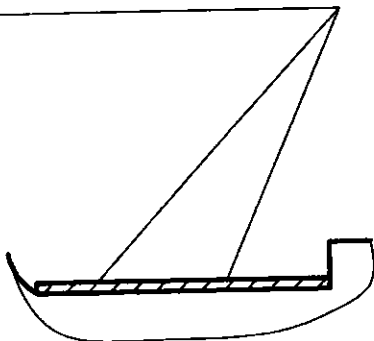
С.В. Якушев

ЦНД-2.Ротор.



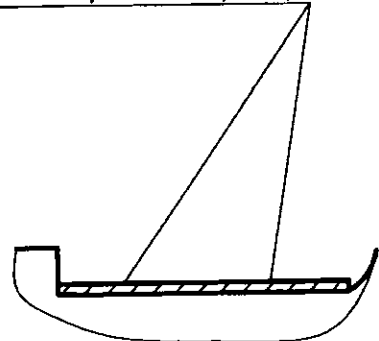
А

Зона контроля (опорные шейки вала и галтели. Со стороны регулятора)



Б

Зона контроля (опорные шейки вала и галтели. Со стороны генератора)



//////, – зона контроля

Составил: дефектоскопист В.В. Калашников

К.В.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМиТК 1-14/1282 от 27.07.2011г.
номер и дата регистрации

о капиллярном контроле

сварных соединений (наплавки)/ основного металла

Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Ротор. Сварные соединения. ч.Б-522-20сб.

Завод – изготовитель ХТГЗ

объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель

ПНАЭГ-7-018-89 РТМ 108.020.26-77

наименование и номер инструкции (методики) по контролю; документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)

Марка стали 25Х2НМФА

Категория

K1

Цель контроля п. 7.2.2 РП №102/12-11-РП.1

ОДМ-24/5

№ пункта и № рабочей программы

№ тех. карты

Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Номер сварного соединения (по чертежу, схеме)	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля №ОДМиТК 2-15	Примечание
1	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	48	
2	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
3	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
4	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
5	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
6	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
7	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
8	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
9	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
10	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
11	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
12	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
13	Ø2029	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	

Контроль выполнил

дефектоскопист
должность

Калашников В.В.
Фамилия и инициалы


подпись

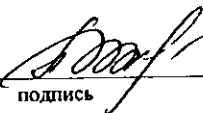
165-09

№ удостоверения

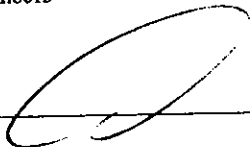
Руководитель работ

ст. мастер
должность

Жидких П.В.
Фамилия и инициалы


подпись

Начальник ОДМиТК



С.В. Якушев

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМиТК 1-14/1283 от 27.07.2011г.
номер и дата регистрации

о капиллярном контроле сварных соединений (наплавки)/ основного металла
Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Ротор. Основной металл хвостовиков рабочих лопаток 1÷7
ступени. Основной металл входных и выходных кромок лопаток 2,3,4 ступеней.
ч.Б-522-20сб. Завод – изготовитель ХТГЗ

объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель
ПНАЭГ-7-018-89 АТПЭ-9-09

наименование и номер инструкции (методики) по контролю; документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)

Марка стали 12X13

Категория -

Цель контроля п. 7.2.13.2, п.7.2.13.5 РП№102/12-11-РП.1

№ пункта и № рабочей программы,

№ тех. карты

Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

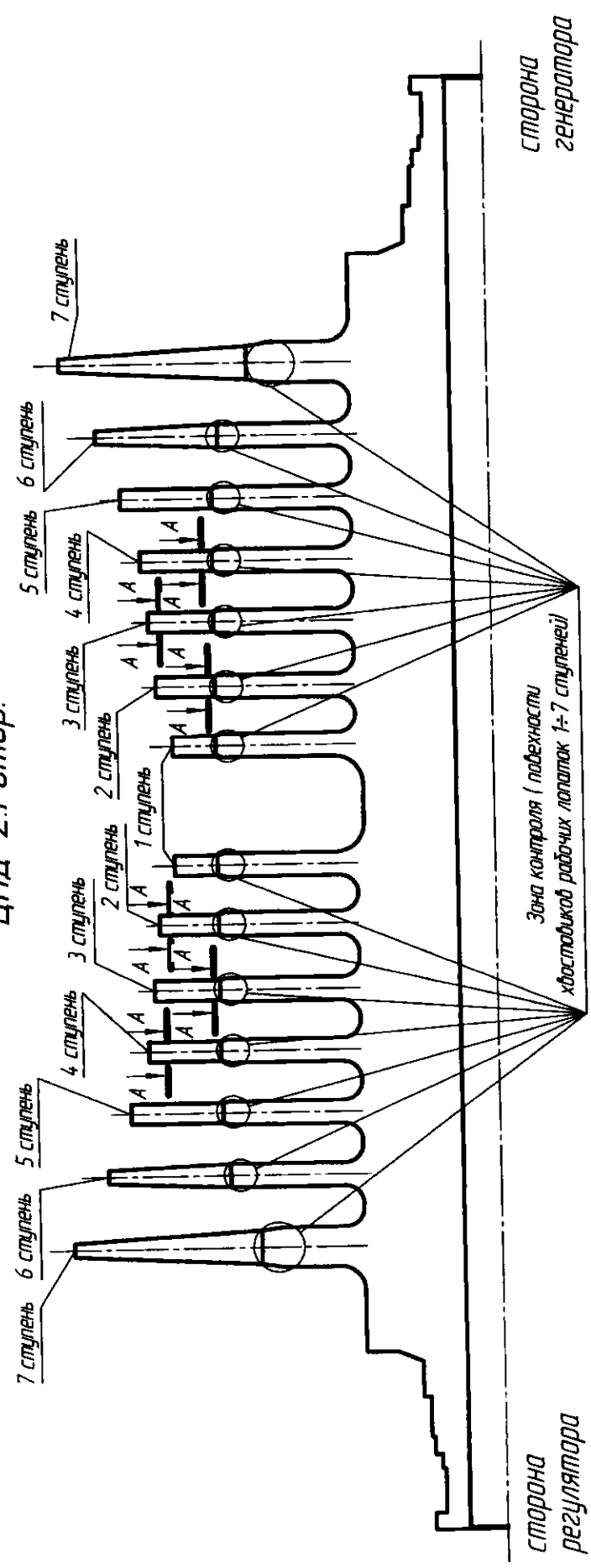
РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ						
Номер св. соед. (наплавки) по чертежу (схеме)	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля ОДМиТК 2-15	Примечание
хвостовики рабочих лопаток 1+7 ступеней	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	49	Сторона регулятора
входные и выходные кромки лопаток 2, 3, 4 ступеней	зона, шириной 20...25мм от окончания радиусного закругления кромки	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
хвостовики рабочих лопаток 1+7 ступеней	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	Сторона генератора
входные и выходные кромки лопаток 2, 3, 4 ступеней	зоны, шириной 20...25мм от окончания радиусного закругления кромки	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
картограмма прилагается						

Контроль выполнил дефектоскопист Желтиков В.И. 166-09
должность Фамилия и инициалы подпись Неудостоверения

Руководитель работ ст. мастер Жидких П.В.
должность Фамилия и инициалы подпись

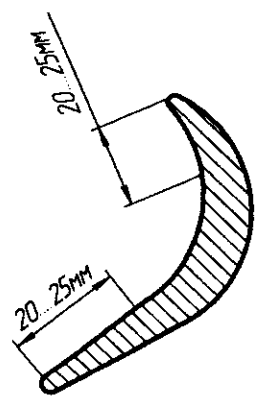
Начальник ОДМиТК С.В. Якушев

ЦНД-2.Ротор.



A-A

Зона контроля (участки, шириной 20...25мм на входных и выходных краях лопаток 2, 3, 4 ступеней)



Составил: дефектоскопист В.И. Желтиков

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМнТК 1-14/1284 от 27.07.2011г.

о капиллярном контроле сварных соединений (наплавки)/ основного металла
Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Ротор. Участки между пазами под установку лопаток и по всей
высоте гребня торцевой поверхности 6 и 7 диска. ч.Б-522-20сб. Завод – изготовитель ХТГЗ
объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель
ПНАЭГ-7-018-89 АТПЭ-9-09

наименование и номер инструкции (методики) по контролю; документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)
Марка стали 25Х2НМФА Категория -
Цель контроля п. 7.2.9 РПН 102/12-11-РП.1
№ пункта и № рабочей программы, № тех. карты
Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

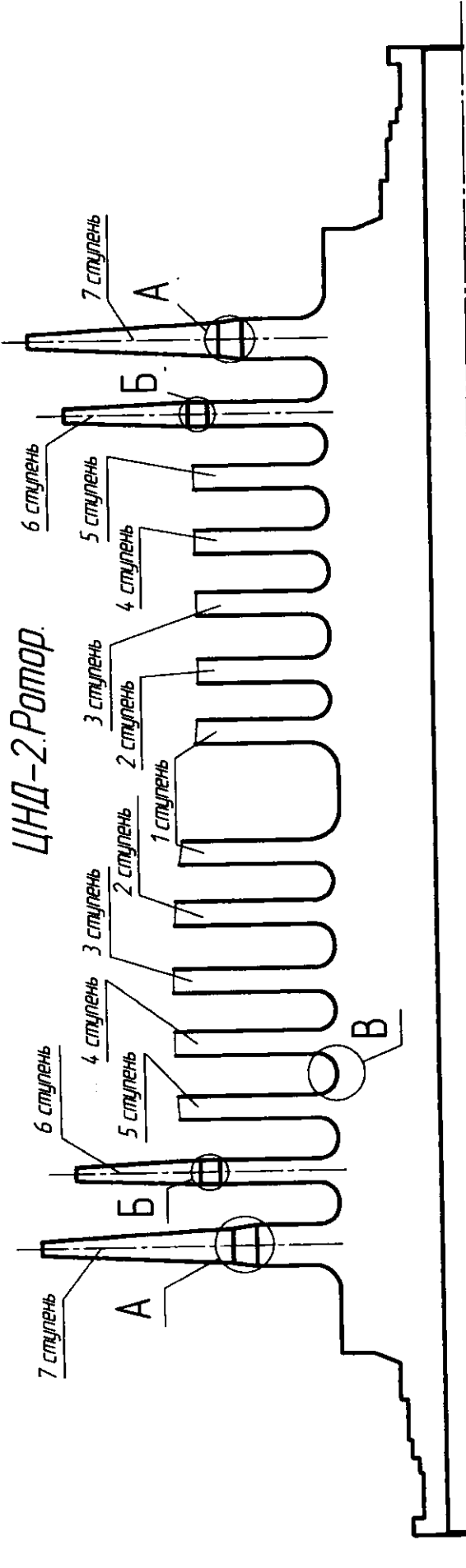
РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Номер св. соед. (наплавки) по чертежу (схеме)	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля ОДМнТК 2-15	Примечание
участки между пазами под установку лопаток	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл		Сторона регулятора
участки по всей высоте гребня торцевой поверхности 6 и 7 диска	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
участки между пазами под установку лопаток	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	Сторона генератора
участки по всей высоте гребня торцевой поверхности 6 и 7 диска	-	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
картограмма прилагается						

Контроль выполнил дефектоскопист Желтиков В.И. 166-09
должность фамилия и инициалы подпись Неудостоверения

Руководитель работ ст. мастер Жидких П.В.
должность фамилия и инициалы подпись

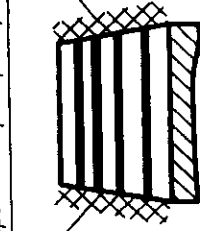
Начальник ОДМнТК С.В. Якушев



сторона
регулятора

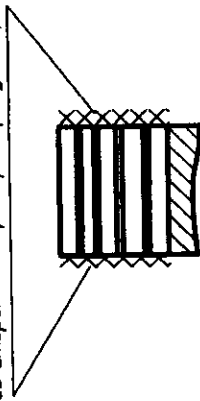
A

Зона контроля (участок по всей высоте
гребня торцевой поверхности 7 ступени.
(сo стороны генератора и регулятора)



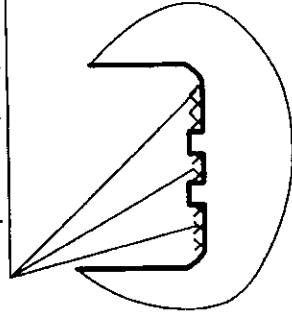
B

Зона контроля (участок по всей высоте
гребня торцевой поверхности 6 ступени.
(сo стороны генератора и регулятора)



B

Зона контроля (участки между лопатки
под установку лопаток. Между ступенями
7 и 6, 6 и 5, 5 и 4, 4 и 3, 3 и 2, 2 и 1
со стороны генератора и регулятора)



сторона
генератора

— зона контроля

Составил: дефектоскопист В.И. Желтиков

Балаковская атомная станция
Энергоблок №1
26.07.2011г.
дата проведения контроля

номер	и	дата регистрации
1		1990
2		1991
3		1992
4		1993
5		1994
6		1995
7		1996
8		1997
9		1998
10		1999
11		2000
12		2001
13		2002
14		2003
15		2004
16		2005
17		2006
18		2007
19		2008
20		2009
21		2010
22		2011
23		2012
24		2013
25		2014
26		2015
27		2016
28		2017
29		2018
30		2019
31		2020
32		2021
33		2022
34		2023
35		2024
36		2025
37		2026
38		2027
39		2028
40		2029
41		2030
42		2031
43		2032
44		2033
45		2034
46		2035
47		2036
48		2037
49		2038
50		2039
51		2040
52		2041
53		2042
54		2043
55		2044
56		2045
57		2046
58		2047
59		2048
60		2049
61		2050
62		2051
63		2052
64		2053
65		2054
66		2055
67		2056
68		2057
69		2058
70		2059
71		2060
72		2061
73		2062
74		2063
75		2064
76		2065
77		2066
78		2067
79		2068
80		2069
81		2070
82		2071
83		2072
84		2073
85		2074
86		2075
87		2076
88		2077
89		2078
90		2079
91		2080
92		2081
93		2082
94		2083
95		2084
96		2085
97		2086
98		2087
99		2088
100		2089
101		2090
102		2091
103		2092
104		2093
105		2094
106		2095
107		2096
108		2097
109		2098
110		2099
111		2100
112		2101
113		2102
114		2103
115		2104
116		2105
117		2106
118		2107
119		2108
120		2109
121		2110
122		2111
123		2112
124		2113
125		2114
126		2115
127		2116
128		2117
129		2118
130		2119
131		2120
132		2121
133		2122
134		2123

Ч.Б-522-2000. ЗАВОД - ИЗГОТОВИТЕЛЬ АТНЗ

объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель

ГНАЭГ-7-018-89 АТПЭ-9-09

наименование и номер инструкции (методики) по контролю, документ по которому проводится оценка качества

Категория -

№ тех. карты

Набор дефектоскопических материалов OVERCHEK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

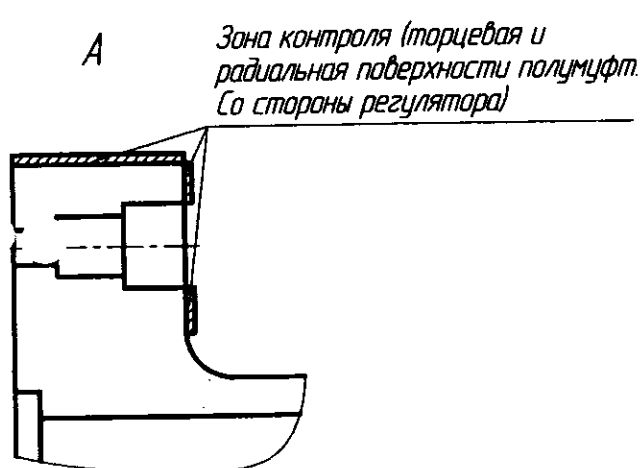
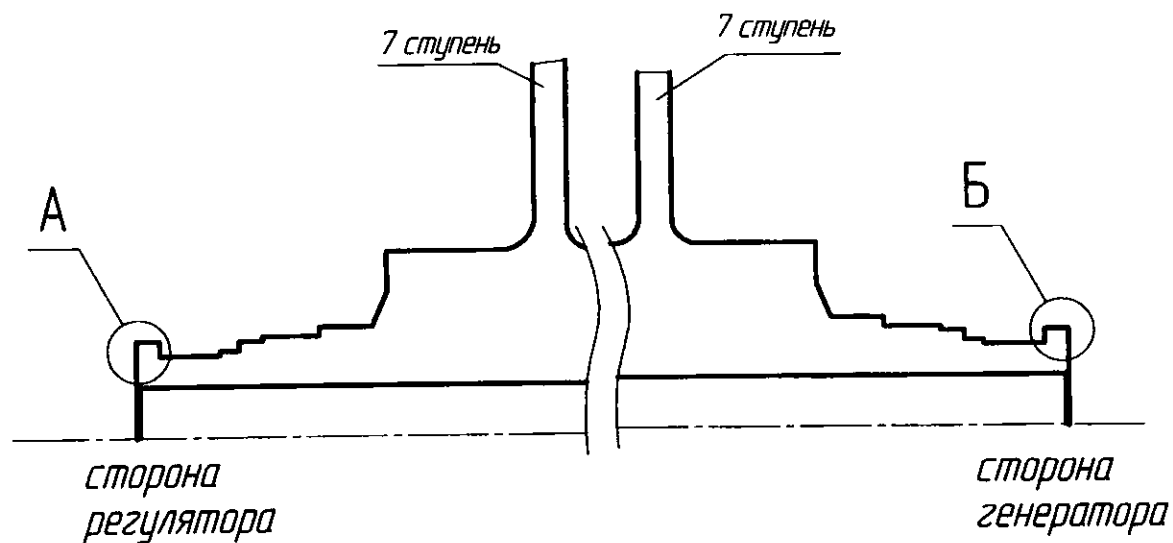
картограмма прилагается

165-09
Подпись Неудостоверения

подпись

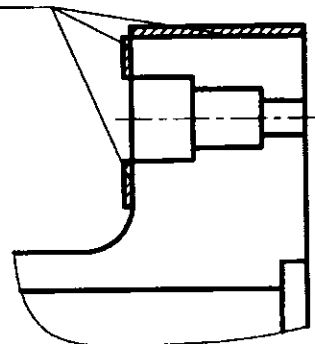
С.В. Якушев

Ротор ЦНД-2.



Б

Зона контроля (торцевая и радиальная поверхности полумуфт. Со стороны генератора)



////// - зона контроля

Составил: дефектоскопист В.В. Калашников

KL

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМиТК 1-14/1338 от 29.07.2011г.

о капиллярном контроле сварных соединений (наплавки)/ основного металла
Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Крепеж разъема. Специальные болты соединительных муфт.
ч.С-470-24-00-09. Завод – изготовитель ХТГЗ

объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель
ПНАЭГ-7-018-89 АТПЭ-9-09
наименование и номер инструкции (методики) по контролю; документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)
Марка стали 25X1МФ Категория -
Цель контроля п. 7.4.2 РП.ОДМиТК-08/2-2011
№ пункта и № рабочей программы, № тех. карты

Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Номер болта	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля ОДМиТК 2-15	Примечание
1÷21	M95	100% призонной части с прилегающими галтелями	дефектов не обнаружено	удовл	55	муфта между ЦНД-2 и ЦНД-3
1÷21	M95	100% призонной части с прилегающими галтелями	дефектов не обнаружено	удовл	-/-	муфта между ЦНД-1 и ЦНД-2

Контроль выполнил дефектоскопист Горин А.С. 956-09
должность Фамилия и инициалы подпись № удостоверения

Руководитель работ ст. мастер Жидких П.В.
должность Фамилия и инициалы подпись

Начальник ОДМиТК С.В. Якушев

ОДМиТК

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ОДМиТК 1-14/339 от 29.07.2011г.
номер и дата регистрации

о капиллярном контроле сварных соединений (наплавки)/ основного металла
Турбина. ЦНД-2. 1SA30Z01. Ротор. Основной металл входных и выходных кромок лопаток 6 и 7 ступеней. ч.Б-522-20сб. Завод – изготовитель ХТГЗ

объект контроля (наименование (шифр) или обозначение), зона контроля, номер чертежа (схемы), завод-изготовитель

ПНАЭГ-7-018-89 АТПЭ-9-09

наименование и номер инструкции (методики) по контролю; документ по которому проводится оценка качества

Метод контроля КК (цветной)

Марка стали 12X13

Категория -

Цель контроля п. 7.2.13.3 РП №102/12-11-РП.1

№ пункта и № рабочей программы,

№ тех. карты

Набор дефектоскопических материалов OVERCHECK RED/CLEANER/WHITE концерна CHEMETALL

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Номер св. соедин. (наплавки) по чертежу (схеме)	Типоразмер (толщина), мм	Объем контроля, %	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Заключение о результатах контроля	Номер записи в журнале контроля ОДМиТК 2-15	Примечание
Основной металл входных кромок лопаток 6 и 7 ступеней	зона, шириной 20...25мм от окончания радиусного закругления кромки	100%	дефектов не обнаружено	удовл	57	Сторона регулятора
Основной металл выходных кромок лопаток 6 и 7 ступеней	зона, шириной 20...25мм от огибающей линии максимально изношенных участков кромки	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	
Основной металл входных кромок лопаток 6 и 7 ступеней	зона, шириной 20...25мм от окончания радиусного закругления кромки	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	Сторона генератора
Основной металл выходных кромок лопаток 6 и 7 ступеней	зона, шириной 20...25мм от огибающей линии максимально изношенных участков кромки	100%	дефектов не обнаружено	удовл	-//-	

картограмма прилагается

Контроль выполнил дефектоскопист

Желтиков В.И.

должность

подпись

166-09

№ удостоверения

Руководитель работ

ст. мастер

должность

Жидких П.В.

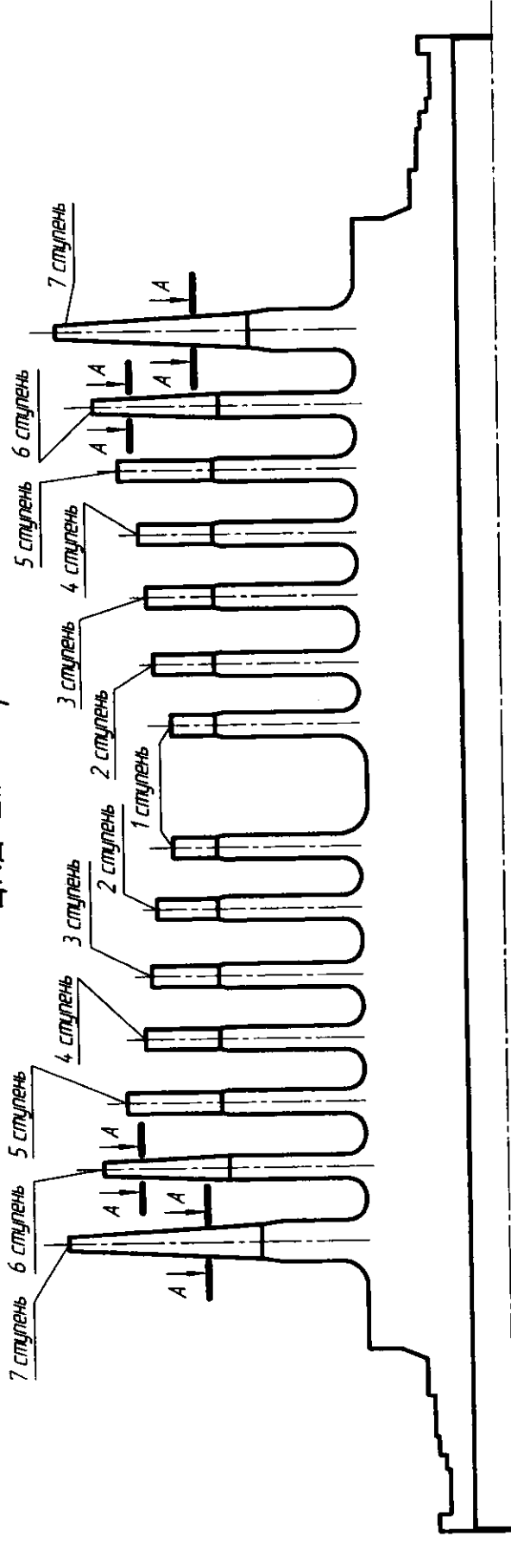
Фамилия и инициалы

подпись

Начальник ОДМиТК

С.В. Якушев

ЦНД-2.Ротор.



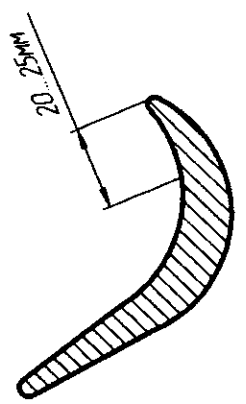
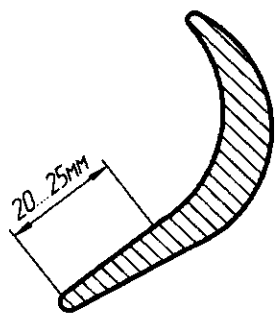
сторона
генератора

A-A

сторона
регулятора

Основной металл выходных кромок лопаток 6 и 7 ступеней
Зона контроля (участок шириной 20...25мм
от габаритной линии максимально изношенных участков кромок)

Основной металл выходных кромок лопаток 6 и 7 ступеней
Зона контроля (участок шириной 20...25мм
от окончания радиусного закругления кромок)



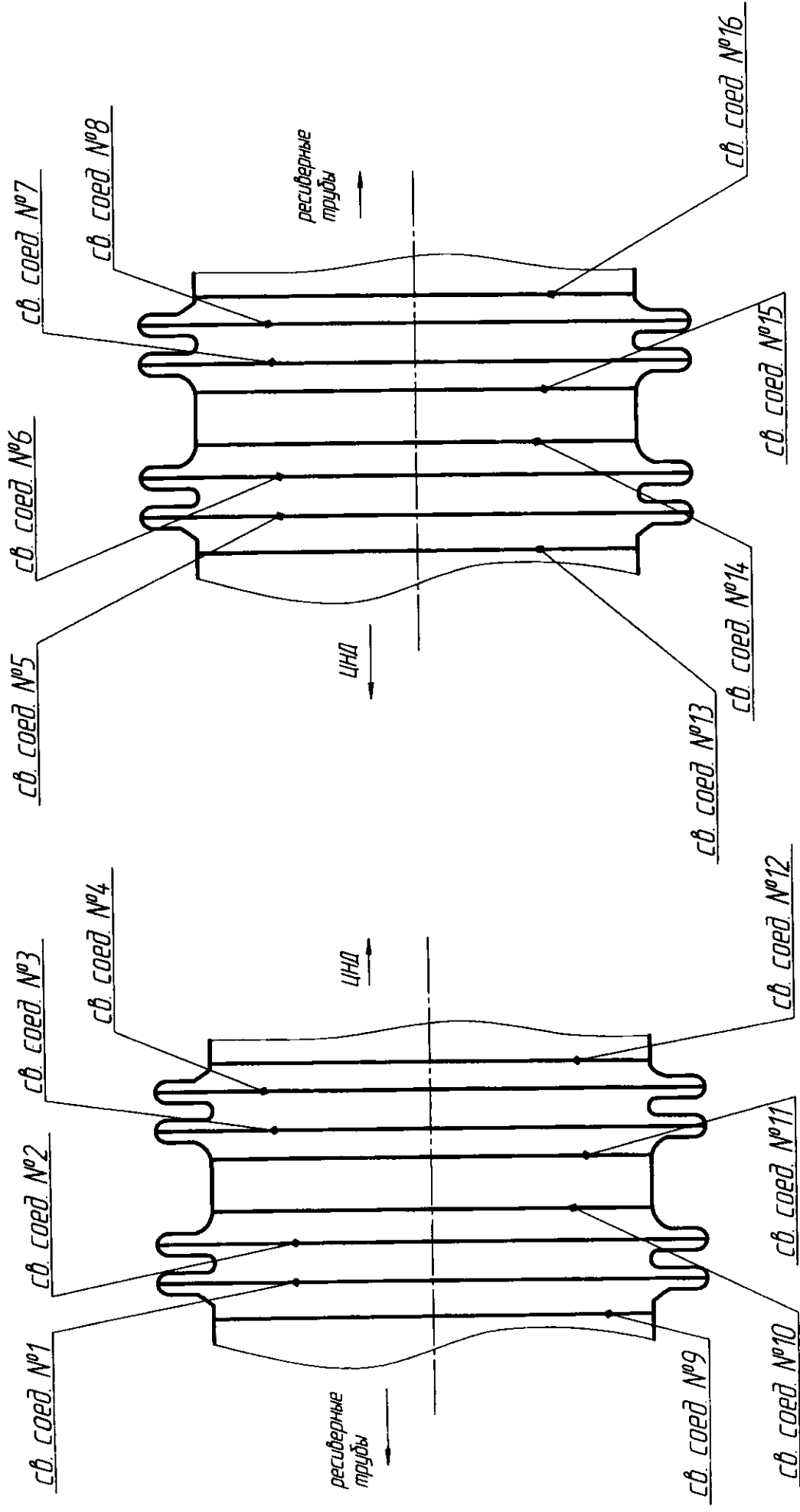
Составил: дефектоскопист
В.И. Желтиков

НОМЕР И ДАТА РЕГИСТРАЦИИ

Набор дефектоскопических материалов OVERCHEK RED/CLEANER/WHITE концерн CHEMETALL

Начальник ОДМнТК

С.В. Якушев



зона контроля - сварные соединения между полулинзами на гребнях №1÷8
зона контроля - сварные соединения врезки компенсатора №9÷16

Составил: дефектоскопист
В.В. Калашников

Кал

ОДМТК
наименование организации проводившей контроль

об ультразвуковом контроле шпилек

от « 04 » 08 2011 г.

дата пров.контр.« 25 » 06 2011 г.

наименование объекта контроля, номер чертежа

наименование (обозначение) нормативных документов по контролю и оценке качества

Цель контроля: п. 7.5.2. РП. №102/12-11-РП.1., т.к. №ОДМ-27/09.

№ пункта и № рабочей программы; № тех. карты контроля

MWB 45-2 № 7762

MWB 60-2 No 5779

Угол ввода УЗ луча:	0° ;	Частота:	2,0 МГц	№ записи	70	№ журнала	2-11
	45°		2,0 МГц				
	60°		2,0 МГц				

[illegible]

Артюхин В.Г.

должность, фамилия и инициалы, подпись

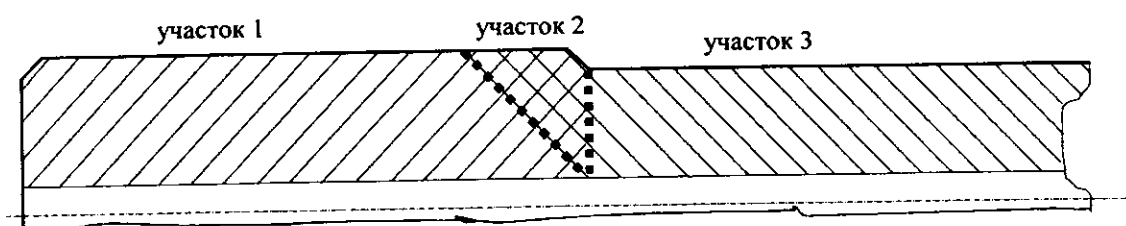
Жидких П. В.

должность, фамилия и инициалы, подпись

Начальник ОДМитК

К Якушев С.В.
Фамилия и инициалы, подпись

Схема участков шпильки, подлежащих УЗК



Участки контролируются по периметру, с обеих сторон шпильки.

Составил: инженер Артюхин В.Г.

Подпись инженера Артюхина В.Г. на горизонтальной линии.

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Балаковская атомная станция
энергоблок № 1

ОДМитК
наименование организации проводившей контроль

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по результатам ультразвукового измерения толщины
№ ОДМитК- 1-14/1421
от « 04 » 08 201 1 г.
дата пров. контр. « 01 » 07 201 1 г.

1SA30Z01. ЦНД-2. Ч.Б-522СБ. Участки между паровыми заслонками 1SE30S01,02 и линзовыми компенсаторами, ближайшими к корпусу ЦНД (по одному участку 100х100мм).

идентификационные данные объекта контроля

Измерение толщины монометалла на участках.

наименование выполненного контроля

ПНАЭ Г-7-031-91, Таблицы ОППР-1-38/443-09, РД ЭО 0571-2006.

НТД на контроль и оценку качества

марка стали Ст20 погрешность ±0,2мм запись № 30 в журнале № ОДМитК-2-21

цель контроля п.7.7.1. РП.№ 102/12-11-РП.1.

№ п. № РНО, заявка, тех. процесс, № тех. карты УЗТ

тип прибора DM4E зав. № 01СЗТЗ тип ПЭП DA-301 зав. № 541

результаты измерений

№	Типо размер	Предел. знач.	обозначение точек/ результат измерения										оценка качества	примеч.
			1	2	3	4	5	-	-	-	-	-		
Участок за 1SE30S01	Ø1220х12	6,0	12,2	12,6	12,4	12,5	12,5	-	-	-	-	-	соотв.	
Участок за 1SE30S02	Ø1220х12	6,0	12,4	12,5	12,8	12,6	12,5	-	-	-	-	-	соотв.	
													Схема замеров толщины на обороте заключения.	

Контроль выполнил инженер

Артюхин В.Г.

должность, Фамилия и инициалы, подпись

Руководитель работ ст. мастер

Жидких П.В.

должность, Фамилия и инициалы, подпись

Проверил Артюхин В.Г.

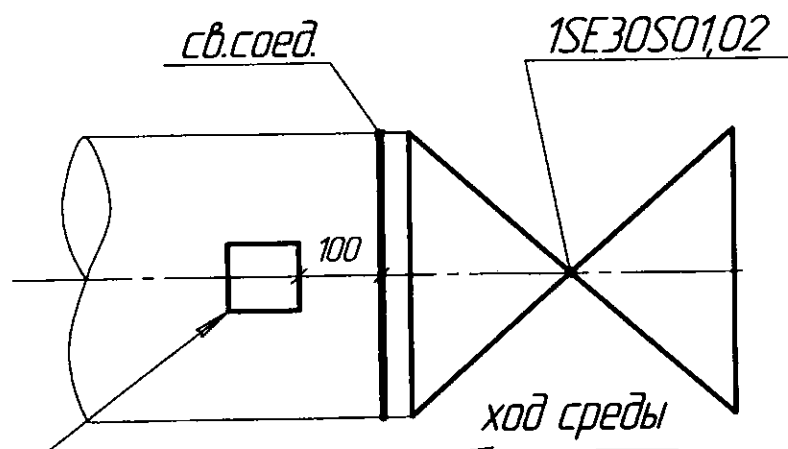
Фамилия и инициалы, подпись

Начальник ОДМитК

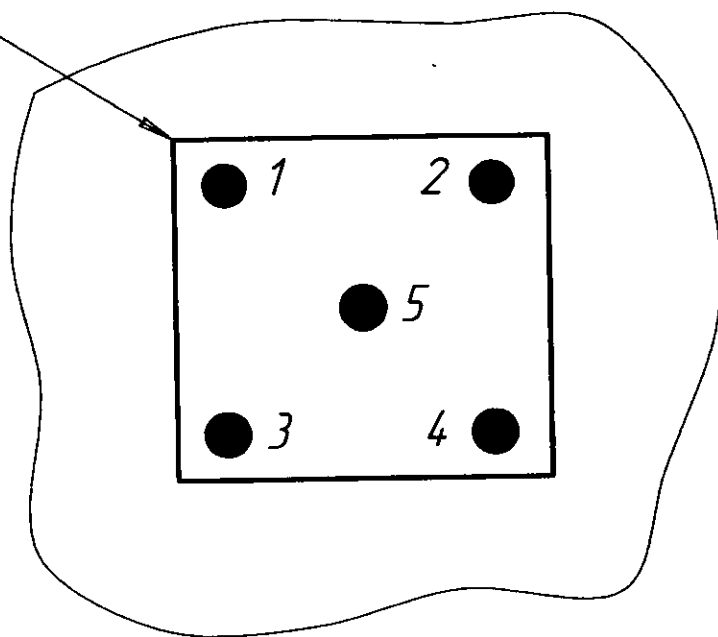
С.В. Якушев

подпись

Схема замеров толщины участков между паровыми заслонками 1SE30S01,02 и линзовыми компенсаторами, ближайшими к корпусу ЦНД-2



участок 100x100мм между 1SE30S01,02 и линзовыми компенсаторами



● - 1÷5 - точки замеров на участке

Схему составил: инженер Артюхин В.Г. 

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Балаковская атомная станция
энергоблок № 1

ОДМитК
наименование организации проводившей контроль

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об ультразвуковом контроле основного металла
№ ОДМитК- 1-14/1423
от « 04 » 08 201 1 г.
дата пров.контр.« 25 » 06 201 1 г.

1SA30Z01.Турбина. Ротор ЦНД-2, ч. Б-522-20СБ. Выходные кромки рабочих лопаток 7^й ступени.

наименование объекта контроля, номер чертежа

Инструкция по УЗК эрозионно-изношенным выходным кромкам. 1979г.

наименование (обозначение) нормативных документов по контролю и оценке качества

Марка стали: 15X11МФ Категория св. шва -

Цель контроля: п.7.2.13.4. РП.№102/12-11-РП.1., т.к. 1-4/ТЦ-412
№ пункта и № рабочей программы, № тех. карты контроля

Дефектоскоп USM-35X № 3997а ПЭП MWB 90-4 № 01055

Угол ввода УЗ луча: 90° Частота: 4МГц № записи 71 № журнала 2-11

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№№	Объем	Типоразмер	Макс. доп. экв. площадь, мм ²	Доп. число фикс. несплош., шт.	Основные характеристики выявленных отклонений от установленных требований, их размеры и координаты	Оценка качества	Примечания
1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	ст. регул.
13,14,15,16,17,18,19,20,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
21,22,23,24,25,26,27,28,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
29,30,31,32,33,34,35,36,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
37,38,39,40,41,42,43,44,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
45,46,47,48,49,50,51,52,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
53,54,55,56,57,58,59,60,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
61,62,63,64,65,66,67,68,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
69,70,71,72,73,74,75,76,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
77,78,79,80,81,82,83,84,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
85,86,87,88,89,90,91,92,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
93,94,95,96,97,98,99,100,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
101,102,103,104,105,106,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
107,108,109,110,111,112.	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	ст. генер.
13,14,15,16,17,18,19,20,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
21,22,23,24,25,26,27,28,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
29,30,31,32,33,34,35,36,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
37,38,39,40,41,42,43,44,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
45,46,47,48,49,50,51,52,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
53,54,55,56,57,58,59,60,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
61,62,63,64,65,66,67,68,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
69,70,71,72,73,74,75,76,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
77,78,79,80,81,82,83,84,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
85,86,87,88,89,90,91,92,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
93,94,95,96,97,98,99,100,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
101,102,103,104,105,106,	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-
107,108,109,110,111,112.	100%	-	1	-	ДНО	удов.	-//-

Контроль выполнил инженер

должность,

Артюхин В.Г.

Фамилия и инициалы, подпись

Руководитель работ ст. мастер

должность,

Жидких П.В.

Фамилия и инициалы, подпись

Проверил Артюхин В.Г.

Фамилия и инициалы, подпись

Начальник ОДМитК Якушев С.В.

Фамилия и инициалы, подпись

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
«Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)
ОДМнТК

ПРОТОКОЛ

от 04.08.2011г. №ОДМнТК 1-14/1424

ультразвукового контроля лопаток ротора
низкого давления ТГ-1

1. ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ.

Хвостовые части рабочих лопаток 4^я, 5^я ступеней ротора цилиндра низкого давления (ЦНД- 2) турбины К-1000-60/1500-2, ч. № Б-522-20 сб.

2. ЦЕЛЬ КОНТРОЛЯ.

Обнаружение развивающихся трещин в хвостовых частях рабочих лопаток 4^я, 5^я ступеней, согласно п.7.2.13.6. РП.№102/12-11-РП.1.

3. МЕТОД И ОБЪЕМ КОНТРОЛЯ.

Ультразвуковой контроль (УЗК) согласно «Методики УЗК хвостовых частей рабочих лопаток 4^{ой} и 5^{ой} ступеней ротора низкого давления турбины К-1000-60/1500-2» МЛ-01Б.

100% рабочих лопаток 4^я, 5^я ступеней РНД-2 (сторона генератора, сторона регулятора), каждая лопатка контролировалась с двух сторон (сторона паровпуска – ПП, сторона паровыпуска – ПВ).

4. СРЕДСТВА И ПАРАМЕТРЫ КОНТРОЛЯ.

Зона контроля	Дефекто-скоп	ПЭП	Образец	Контроль-ный уровень	Поисковый уровень
Наружная опорная поверхность	USM-35X №3997а	MWB 60-4 № 16104	СОП № К-81	50 дБ	56 дБ
Опорная поверхность первого грибка		MSW45QC5 № 006N2L		22 дБ	28 дБ
Опорная поверхность второго грибка		MWB 35-4 № 1952		24 дБ	30 дБ
Опорная поверхность третьего грибка		MWB 45-4 № 19113		20 дБ	26 дБ

5. НОРМЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА.

5.1. Зона наружной опорной поверхности: фиксации подлежат отражатели амплитуда эхо-сигнала от которых равна или превышает контрольный уровень и $\Delta A_{оп} < 9$ дБ; недопустимыми считаются отражатели амплитуда эхо-сигнала от которых равна или превышает контрольный уровень чувствительности и $\Delta A_{оп} \geq 9$ дБ (при этом высота трещины составляет $\geq 2,4$ мм).

5.2. Зона опорной поверхности 1^{го}, 2^{го}, 3^{го} грибков: фиксации подлежат отражатели амплитуда эхо-сигнала от которых равна или превышает контрольный уровень не более 4дБ; недопустимыми считаются отражатели, амплитуда эхо-сигнала от которых превышает контрольный уровень чувствительности более 4дБ.

5.3. Недопустимым считается одновременное наличие в хвостовой части одной лопатки, фиксируемых отражателей в зоне наружной опорной поверхности и в зоне любой другой опорной поверхности.

6. РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ.

Проведен ультразвуковой контроль 100% хвостовых частей рабочих лопаток 4^я и 5^я ступеней РНД-2 (сторона генератора, сторона регулятора), каждая лопатка контролировалась с двух сторон (сторона паровпуска – ПП, сторона паровыпуска – ПВ) согласно п.7.2.13.6. РП.№102/12-11-РП.1. и «Методики УЗК хвостовых частей лопаток 4^{ой} и 5^{ой} ступеней РНД турбины К-1000-60/1500-2» МЛ-01Б.

В зоне наружных опорных поверхностей и зоне опорных поверхностей 1^{го}, 2^{го}, 3^{го} грибков рабочих лопаток 4^я, 5^я ступеней РНД-2 дефектов и отражателей, подлежащих фиксации, не обнаружено.

Начальник ОДМиТК



С.В. Якушев

Инженер




В.Г. Артюхин

Открытое акционерное общество
«Российский концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»
(ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
«Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)

Цех централизованного ремонта

УТВЕРЖДАЮ

Начальник ЦЦР

 А.В. Емельянов

« 11 » июня 2011 г.

АКТ

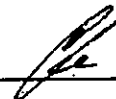
от « 12 » 04 2011 г. № ЦЦР-16-14/1911

о ревизии ВПУ ТА К-1000-60/1500-2 ст. №1


Настоящий акт составлен о том, что в период ППР-2011 энергоблока №1 согласно ведомости ОППР-2-05/1-1 от 07.12.2010 г., п. 2.1.1.7 была выполнена ревизия ВПУ ТА К-1000-60/1500-2 ст. №1 согласно ТПЗ81411.01102.00325 с проверкой отсутствия деформации осей, кулачков, подвижности штоков, упругих свойств пружин механизма зацепления.

Замечаний нет.

Ст. мастер ЦЦР

 С.А. Филиппов

Руководитель ремонта НУ РТ

 С.В. Протопопов