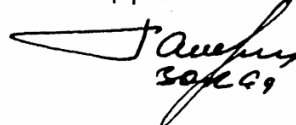


**Министерство Российской Федерации по атомной
энергии**

**ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ КОНЦЕРН
“РОСЭНЕРГОАТОМ”**

Утверждаю
Технический директор
концерна “Росэнергоатом”

 **Б.В.Антонов**

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И
ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДОВ,
ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС**

РД-ЭО-185-00

Заместитель Технического директора
концерна «Росэнергоатом»

 **Н.Н.Давиденко**

Генеральный директор
ГП ВНИИАЭС

 **А.А.Абагян**

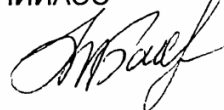
Руководитель Департамента научно-
технической поддержки концерна
«Росэнергоатом»

 **С.А.Немытов**

Директор ИЦП МАЭ

 **С.В. Европин**

Начальник отделения
материаловедения и ресурса ГП
ВНИИАЭС

 **М.Б.Бакиров**

Дата введения 01.08.2000

Утверждена и введена в действие приказом концерна “Росэнергоатом” от 27.06.2000 № 318

Введена впервые

Настоящая редакция методики подготовлена редакционной группой, образованной концерном “Росэнергоатом”, в составе: М.Б.Бакиров, Ю.А.Янченко, В.И.Бараненко, О.Г.Камышников (ГП ВНИИАЭС), С.В.Европин, В.М.Филатов, Ю.Н.Головлев (ИЦП МАЭ), С.А.Немытов, К.А.Корниенко (концерн “Росэнергоатом”).

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с требованиями п. 2.1.11 “Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования трубопроводов атомных энергетических установок” ПН АЭ Г-7-008-89 срок службы трубопроводов может быть продлен на период, превышающий указанный в паспорте, на основании технического решения, составляемого администрацией АЭУ с участием конструкторской (проектной) организации, предприятия-изготовителя и головной материаловедческой организации. К решению должны быть приложены расчет на прочность, подтверждающий возможность продления срока службы, и акты обследования состояния металла. Кроме того, должны быть представлены акты, подтверждающие возможность выполнения оборудованием своих функций в течение продлеваемого срока службы с обеспечением всех требований по ядерной, радиационной и технической безопасности.

Оценка технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов осуществляется в рамках работ по контролю, оценке, прогнозированию и управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблока АС и продлению срока эксплуатации блока АС в целом согласно п.5.1.14 “Общих положений обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97” ПН АЭ Г-01-011-97.

Настоящая методика определяет процедуру, методы, средства и способы оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов.

Методика разработана в соответствии с положениями следующих документов:

- “Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок” ПН АЭ Г-7-002-86;
- “Методика определения допускаемых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС” М-02-91, М., 1991;¹
- “Временная методика расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС”, М., 1990;¹

¹ Примечание - требуют продления срока действия или подготовки и введения новых редакций документов

- “Правила составления расчетных схем и определения параметров нагруженности элементов конструкций с выявленными дефектами” МР 125-02-95;
- “Оборудование энергетическое. Расчеты и испытания на прочность. Расчет коэффициентов интенсивности напряжений” МР 109.7-86;
- “Руководство по применению концепции безопасности “Течь перед разрушением” к трубопроводам АЭУ” Р-ТПР-01-99;
- “Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения” ПН АЭ Г-7-009-89;
- “Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля” ПН АЭ Г-7-010-89;
- “Правила контроля сварных соединений и наплавки узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок” ПК 1514-72;
- “Типовая программа контроля механических свойств металла трубопроводов АЭС с ВВЭР-1000 после 100 тысяч часов эксплуатации” ТПКМЭ-20-96;
- “Типовая программа контроля механических свойств металла трубопроводов АЭУ с РУ ВВЭР-440 после 100 тысяч часов эксплуатации” ТПКМЭ-21-97;
- “Нормативно-методологические требования к управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС” РД ЭО 0039-95;
- “Типовое положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС” РД ЭО 0096-98;
- “Типовые технические требования к методикам оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблока АС” РД ЭО 0141-98;
- “Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением” ПБ 10-115 -96 с Изменениями и дополнениями, утвержденными Госгортехнадзором России 18.04.95, ИПБ-03-147-97;
- “Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды с Изменением № 1 от 13.01.97;
- “Сварка, термообработка и контроль при ремонте сварных соединений трубных систем

котлов и паропровод в период эксплуатации", РД 34 17.310 –96;

- "Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России";

- "Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций" РД 10-262-98, РД 153-34.1-17.421-98,

а также типовых программ, инструкций по контролю за состоянием основного металла и сварных соединений, унифицированных методик контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Методика отражает накопленный в отрасли опыт в части проведения работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов систем нормальной эксплуатации, систем безопасности и систем, важных для безопасности.

Методика должна быть включена в ведомости проектов РУ с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000 и ЭГП-6.

Основные термины и определения, применяемые в методике, соответствуют ГОСТ 27.002, РД ЭО 0039-95 и Р50-605-80-93.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящая "Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов энергоблоков АЭС" распространяется на трубопроводы, за исключением арматуры, не подвергающиеся нейтронному облучению флюенсом более 10^{22} нейтр./ м² ($E \geq 0,1$ МэВ), атомных электрических станций с реакторными установками ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000 и ЭГП-6, находящихся в эксплуатации или в состоянии длительной консервации.

1.2. Положения настоящей методики обязательны для АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000 и ЭГП-6, а также для специализированных предприятий, привлекаемых эксплуатирующей организацией к оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов энергоблоков АЭС.

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Настоящая методика разработана Научным руководителем эксплуатации атомных станций.

2.2. Настоящая методика направлена на выполнение требований п.2.1.11 ПН АЭ Г-7-008-89, РД ЭО 0039-95 и РД ЭО 0096-98 и определяет процедуру, методы и способы контроля, измерений и расчетов при выполнении работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов после истечения срока службы трубопровода и/или при проведении работ по продлению назначенного в проекте срока службы энергоблока.

2.3. Методика включает следующие этапы проведения работ:

2.3.1. Оценка технического состояния трубопроводов по определяющим параметрам.

2.3.2. Оценка остаточного ресурса трубопроводов по результатам измерения и/или определения параметров предельного состояния трубопроводов.

2.4. Работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов выполняет АЭС с привлечением при необходимости Научного руководителя эксплуатации атомных станций, Главного конструктора и/или Генерального проектировщика (в пределах их границ проектирования) и других специализированных организаций.

Привлекаемые для оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов организации должны иметь лицензию на соответствующие виды деятельности.

Работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов осуществляет комиссия, назначаемая директором АЭС, под руководством главного инженера АЭС с привлечением при необходимости представителей специализированных организаций.

2.5. Контроль трубопроводов по определяющим параметрам как этап оценки их технического состояния может совмещаться по времени с периодическим эксплуатационным или внеочередным контролем за состоянием металла трубопроводов.

2.6. По результатам оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов принимаются решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопроводов, периодичности контроля технического состояния и подтверждения выполненных оценок остаточного ресурса, утверждаемые главным инженером АЭС.

Трубопроводы энергоблоков АЭС допускаются к дальнейшей эксплуатации, если их техническое состояние соответствует требованиям отраслевых Правил и Норм (ПН АЭ Г-7-008-89, ПН АЭ Г-7-010-89, ПН АЭ Г-7-002-86 т.д.) и ТУ на поставку элементов трубопровода.

При несоответствии технического состояния трубопровода требованиям отраслевых Правил и Норм и ТУ на поставку элементов трубопровода принимается решение о ремонте, изменении условий и режимов эксплуатации, замене трубопровода или выполнении расчетного обоснования прочности трубопровода.

Сведения, полученные при оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопровода, вносятся в паспорт трубопровода. К паспорту прилагается решение по оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопровода.

2.7. Работы по контролю металла выполняются на расхоложенных трубопроводах. Оценка технического состояния и остаточного ресурса осуществляются с учетом фактических параметров нагружения.

2.8. При выполнении работ следует соблюдать требования санитарных и гигиенических норм и правил, правил техники безопасности, пожарной безопасности и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

3. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Анализ технической документации¹

¹ Примечание – при отсутствии какого – либо вида технической документации на трубопровод необходимо принять меры к ее восстановлению. При невозможности восстановления документации выполнить анализ имеющейся технической документации с использованием сведений об аналогичных трубопроводах, эксплуатирующихся на энергоблоках того же типа.

3.1.1. Конструкторская и проектная документация

Рассмотреть:

- чертежную документацию на трубопровод с опорами и подвесками;
- расчет трубопровода на прочность (или выписку из него с указанием обозначения расчета);
- регламент (инструкция) на эксплуатацию трубопровода.

В выписке из расчета на прочность должны быть представлены:

- перечень рассчитываемых узлов трубопроводов и действующих на них нагрузок и температурных воздействий;
- перечень режимов эксплуатации (включая нарушение нормальных условий и аварийные ситуации, на которые проводился расчет, число циклов при каждом режиме эксплуатации, данные оценки прочности по критериям норм расчета на прочность).

В случае несоответствия проектного расчета трубопровода на прочность действующей нормативно-технической документации выполнить анализ прочности трубопровода по всем проектным режимам с определением допускаемых чисел циклов нагружения на основе исходных проектных данных. Выполненный анализ представить в виде дополнения к проектному расчету трубопровода на прочность.

На основании расчета трубопровода на прочность определить наиболее нагруженные участки трубопровода (сварные соединения, гибы и т. д.).

3.1.2. Документация предприятия-изготовителя

3.1.2.1. Рассмотреть свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопровода АЭУ.

3.1.2.2. В свидетельстве об изготовлении рассмотреть сведения об изготовителе и элементах трубопровода, а именно:

- наименование трубопровода;
- год изготовления;
- рабочая среда;
- расчетное давление;
- расчетная температура;
- группа;
- данные о трубах (наименование деталей и сборочных единиц, сборочные чертежи (схемы) или позиции, количество труб, марка материала, номинальный наружный диаметр и толщина стенки труб, обозначение стандарта или технических условий, номер партии и плавки, обозначение (номер) и дата сертификата);

- данные о фасонных частях (наименование, обозначение чертежа или позиции, условный проход, расчетная температура, расчетное давление, марка материала, обозначение стандарта или технических условий);

- данные о сварных соединениях (наименование соединений деталей и сборочных единиц, обозначение сварного соединения по схеме или чертежу, категория сварного соединения, клеймо сварщика, способ сварки, марка и обозначение стандарта или технических условий на сварочные материалы, данные о неразрушающем контроле (метод, объем и результаты контроля), обозначение (номер) и дата протокола контроля);

- данные о термической обработке труб, гибов и сварных соединений (наименование деталей, обозначение чертежа, марка основного металла, вид термической обработки, температура термической обработки, продолжительность выдержки, способ охлаждения, количество термических обработок и суммарная продолжительность выдержки, обозначение и дата документа о термической обработке);

- результаты гидравлических (пневматических) испытаний (наименование деталей и сборочных единиц, испытательная среда, давление испытаний, продолжительность выдержки, минимальная температура стенки, результаты, дата и обозначение протокола испытаний);

- заключение.

Рассмотреть дополнительные сведения об изготовлении трубопровода (режимы сварки, качество защиты корня шва при аргонодуговой сварке трубопроводов из аустенитных сталей, исправление дефектов, сертификатные данные на основные и сварочные материалы и др.) при их наличии в свидетельстве.

3.1.3. Документация монтажной организации

3.1.3.1. Рассмотреть свидетельство о монтаже трубопровода АЭУ.

3.1.3.2. В свидетельстве о монтаже трубопровода АЭУ рассмотреть сведения, аналогичные приведенным в п. 3.1.2.2.

3.1.4. Эксплуатационная документация

3.1.4.1. Рассмотреть паспорт.

3.1.4.2. Рассмотреть документы, которые представляются вместе с паспортом:

- комплект схем и чертежей трубопровода, которые должны давать возможность контроля соответствия трубопровода требованиям проекта, оснащения контрольно-измерительными приборами и т.п., с указанием расположения сварных соединений и опор;

- свидетельство об изготовлении элементов трубопровода;

- свидетельство о монтаже трубопровода;

- расчет на прочность или выписка из него с указанием обозначения расчета;

- документация по отклонению от проектной (конструкторской) документации.

3.1.4.3. В паспорте трубопровода проанализировать следующие основные разделы:

- общие данные (сведения о предприятии-владельце трубопровода, предприятии-изготовителе трубопровода, монтажной организации, годе изготовления, сведения о свидетельствах об изготовлении и монтаже трубопровода, обозначение чертежа, назначение и группа трубопровода);

- технические характеристики (например, температура и давление рабочей среды, давление и минимальная температура гидроиспытаний, испытательная среда, срок службы);

- данные о трубах (номинальный наружный диаметр и толщина стенки трубы, обозначение участков на схеме трубопровода, протяженность участков трубопровода);

- результаты технического освидетельствования;

- результаты гидравлических (пневматических) испытаний (дата и обозначение протокола испытаний, испытательная среда, давление, продолжительность, минимальная температура испытаний, срок следующего испытания);

- результаты контроля за состоянием металла в процессе эксплуатации (дата контроля и обозначение документа, результаты контроля, срок следующего контроля). При обнаружении дефектов в трубопроводе следует рассмотреть сведения о методе контроля и обстоятельствах их обнаружения, виде, размерах, ориентации, месте расположения дефектов, а также информацию о причинах возникновения дефектов и выполненных мероприятиях (ремонт, замена участка трубопровода, допуск трубопровода в эксплуатацию с дефектами, результаты контроля размеров дефектов во времени и т.д.). На основании анализа результатов контроля за состоянием металла трубопровода определить участки трубопровода (сварные соединения, гибы и т. д.), наиболее подверженные эксплуатационным повреждениям;

- отказы за период с начала пуско-наладочных работ по дате проведения оценки

технического состояния трубопровода (анализ проводить на основе рассмотрения паспорта трубопровода, актов, составляемых на дефектные узлы, протоколов контроля и обследования трубопровода, отчетов о расследовании нарушений в работе АС);

- данные о реконструкции трубопровода;
- срок службы трубопровода.

3.1.4.4. Рассмотреть следующие сведения об условиях и режимах эксплуатации трубопровода:

- продолжительность работы на стационарных режимах, включая стояночные;
- сведения об истории нагружения, фиксируемые штатной системой измерений рабочих параметров, включающие локальные экстремумы с отметкой времени по давлению и температуре теплоносителя, интервалы времени со сверхнормативной скоростью разогрева и расхолаживания;
- сведения о периодическом контроле за перемещением трубопроводов (для трубопроводов систем групп В и С наружным диаметром более 300 мм, работающих при температуре среды более 250 °С) с фиксацией направлений и максимальных значений перемещений трубопроводов и присоединенного оборудования (совместно с информацией по изменению температуры и давления);
- наличие и характеристики вибрации трубопровода при нормальных условиях эксплуатации и при переходных режимах;
- отклонения показателей качества теплоносителя от нормируемых значений с указанием их предельных значений и продолжительности отклонений.

3.1.5. Оформление результатов анализа технической документации

По результатам анализа технической документации составить заключение с приложением:

- перечня проанализированной документации;
- комплекта информационных карт;
- сведения об исходных данных о трубопроводе (Приложение А);
- сведения о результатах контроля и технического освидетельствования трубопровода (Приложение Б);
- сведения о ремонте и реконструкции трубопровода (Приложение В);
- сведения об отклонениях показателей качества теплоносителя от нормируемых значений (Приложение Г);
- сведения об отказах (Приложение Д)
- сведения об истории нагружения трубопровода (Приложение Е);
- схемы контроля трубопровода с указанием сварных соединений, опор, подвесок и фактической трассировки.

Рекомендуемая форма заключения представлена в Приложении Ж.

3.2. Установление механизмов старения металла трубопроводов

3.2.1. По результатам работ по п. 3.1 установить механизмы старения металла трубопровода на базе анализа результатов контроля состояния металла и расчетов на прочность.

Потенциальные механизмы старения металла трубопроводов энергоблоков ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000 и ЭГП-6 и контролируемые эффекты старения металла представлены в таблице 3.1.

3.2.2. Установить доминирующий (с наибольшей степенью влияния) механизм старения металла трубопровода.

Например, для трубопроводов первого контура энергоблоков ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 доминирующим механизмом старения металла является малоцикловая усталость, для трубопроводов второго контура, выполненных из стали перлитного класса, - эрозионно-коррозионный износ, а для аустенитных трубопроводов контура многократной принудительной циркуляции энергоблоков РБМК-1000 - коррозионное растрескивание под напряжением или малоцикловая усталость.

Таблица 3.1.

Механизмы старения металла трубопроводов и контролируемые эффекты их проявления

Контролируемый эффект старения металла	Механизмы старения металла								
	Термическое старение	Усталость мало- и многоцикловая, термическая	Коррозионная усталость	Коррозионное растрескивание под напряжением	Межкристаллитное растрескивание	Общая коррозия	Локальная коррозия	Эрозионно-коррозионный износ	Наводораживание
Изменение механических свойств и структуры	•	•							•
Растрескивание		•	•	•	•				•
Утонение						•		•	
Эрозия						•			
Питтинг							•		

3.3. Установление определяющих параметров состояния металла трубопроводов

Установить определяющие параметры состояния металла трубопровода для контролируемых эффектов старения металла в соответствии с таблицей 3.2.

Таблица 3.2

Определяющие параметры состояния металла трубопровода

Контролируемый эффект старения металла	Определяющие параметры состояния металла трубопровода
Изменение механических свойств	Предел прочности, предел текучести, относительное удлинение, относительное сужение, твердость при 20 °С и повышенной температуре
Изменение структуры	Содержание фаз
Растрескивание	Геометрические размеры трещин (протяженность, глубина, раскрытие, ориентация в пространстве)
Утонение общее	Толщина стенки
Эрозия (локальное утонение)	Площадь повреждения, толщина стенки
Питтинг	Количество дефектов на единицу площади, глубина дефектов

3.4. Установление критериев оценки состояния металла трубопроводов

3.4.1. Установить критерии (количественные или качественные показатели) для определяющих параметров состояния металла трубопровода в соответствии с требованиями конструкторской (проектной) документации, технических условий на трубопровод или другой нормативно-технической документации.

При установлении критериев для определяющих параметров состояния основного металла использовать нормы, действовавшие на момент изготовления и монтажа трубопроводов.

При установлении критериев для определяющих параметров состояния сварных соединений и наплавки использовать нормы ПК 1514-72 для энергоблоков, введенных в действие до 1991 г., и нормы ПН АЭ Г-7-010-89 для энергоблоков, введенных в действие после 1991 г.

Оценку качества ремонтных сварных соединений и наплавки проводить по нормам ПН АЭ Г-7-010-89.

3.5. Методы и средства измерения (определения) параметров состояния металла трубопроводов¹

¹ Примечание— допускается применение не указанных в настоящем разделе других методов и средств, допущенных к применению Госатомнадзором России.

3.5.1. Методы измерения (определения) параметров состояния металла трубопроводов.

3.5.1.1. Методы измерения (определения) механических свойств.

ГОСТ 9012 “Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю”.

ГОСТ 9013 “Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Роквеллу”.

ГОСТ 2999 “Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу”.

ГОСТ 22761 “Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия”.

ГОСТ 22762 “Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара”.

ГОСТ 18661 “Сталь. Измерение твердости методом ударного отпечатка”.

ГОСТ 18835 “Металлы. Метод измерения пластической твердости”.

РД ЭО 0027-94 Инструкция “Определение характеристик механических свойств металла оборудования атомных электростанций безобразцовыми методами по характеристикам твердости”.

ГОСТ 10006 “Трубы металлические. Методы испытания на растяжение”.

ГОСТ 19040 “Трубы металлические. Метод испытания на растяжение при повышенных температурах”.

ГОСТ 9454 “Металлы. Метод испытаний на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах”.

ГОСТ 6996 "Сварные соединения. Методы определения механических свойств".

3.5.1.2. Методы измерения (определения) характеристик вязкости разрушения.

ГОСТ 25.506 "Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении."

3.5.1.3. Методы выявления структуры металла.

ГОСТ 5639 "Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна".

ГОСТ 1778 "Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений".

ГОСТ 5640 "Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты".

ГОСТ 8233 "Сталь. Эталоны микроструктуры".

ГОСТ 10243 "Сталь. Методы испытаний и оценки макроструктуры".

ГОСТ 11878 "Сталь аустенитная. Методы определения содержания ферритной фазы в прутках".

ГОСТ 6032 "Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы испытания на стойкость против межкристаллитной коррозии".

АОИ-6-83 "Отраслевая инструкция по определению содержания ферритной фазы в наплавленном металле сварочных и наплавочных материалов, сварных швах аустенитных нержавеющей сталей и антикоррозионной наплавке оборудования и трубопроводов АЭС".

"Методическое руководство по металлографическому анализу основного металла оборудования и трубопроводов", М., ВНИИАЭС, 1985.

3.5.1.4. Методы измерения (определения) дефектов металла (растрескивание, утонение, эрозия, питтинг).

ГОСТ 7512 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод".

ГОСТ 14782 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые".

ГОСТ 17410 "Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии".

ГОСТ 18442 "Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования".

ГОСТ 21105 "Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод".

ПН АЭ Г-7-009-89 "Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения".

ПН АЭ Г-7-010-89 "Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля".

ПН АЭ Г-7-014-89 "Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть I. Контроль основных материалов (полуфабрикатов)".

ПН АЭ Г-7-030-91 "Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть II. Контроль сварных соединений и наплавки".

ПН АЭ Г-7-031-91 "Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть III. Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий".

ПН АЭ Г-7-032-91 "Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть IV. Контроль сварных соединений из сталей аустенитного класса".

ПН АЭ Г-7-015-89 "Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Магнитопорошковый контроль".

ПН АЭ Г-7-016-89 "Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль".

ПН АЭ Г-7-017-89 "Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Радиографический контроль".

ПН АЭ Г-7-018-89 "Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Капиллярный контроль".

И N23 СД-80 "Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали". М.,

Союзтехэнерго, 1981, 39 с. с извещением об изменении от 1981 и извещением об изменении и дополнении от 1987.

Инструкции заводов-изготовителей по эксплуатации ультразвуковых дефектоскопов.

Инструкции заводов-изготовителей по эксплуатации ультразвуковых толщиномеров.

3.5.2. Средства измерения (определения) параметров состояния металла трубопроводов

3.5.2.1. Средства измерения механических свойств и твердости.

Прибор измерения механических свойств:

- дистанционный твердомер ТЕСТ-5У.

Твердомеры:

- ТЭМП-2 (малогабаритный электронный твердомер для экспрессного измерения твердости по Бринеллю, Виккерсу, Роквеллу и Шору);
- ТШП-2 (измерение твердости по Виккерсу);
- ТШП-4 (измерение твердости по Бринеллю);
- МЭИ-Т7 (измерение твердости на пределе текучести по Бринеллю);
- МЭИ-Т8 (измерение твердости в труднодоступных местах).

3.5.2.2. Средства выявления структуры металла.

Микроскоп металлографический горизонтальный МИМ-8М.

Микроскоп металлографический горизонтальный МИМ-10М.

Микроскоп металлографический ММР-4.

Микроскоп металлографический ММУ-3.

Микроскоп стереоскопический с универсальным штативом МБС-9 .

Микрофотонасадка МНФ-5.

Микрофотонасадка МНФ-8.

Микрофотонасадка МНФ-12.

Микротвердомер ПМТ-3.

Шлифовальный разрезной станок (настольный) "Миносекар".

Шлифовально-разрезной станок "Метасекар".

Шлифовально-полировальный станок 3Е881М.

Вытяжной шкаф Ш2В-Н2С.

Фотоувеличитель "Беларусь".

Станок для контактной печати АК.

Ферритометр ФВД-2.

3.5.2.3. Средства измерения (определения) дефектов металла (растрескивание, утонение, эрозия, питтинг).

Средства радиографии:

Дефектоскопы:

- гаммадефектоскоп "Гаммарид" - 192/4;
- гаммадефектоскоп "Гаммарид" - 192/40Т;
- гаммадефектоскоп "Гаммарид" - 192/60;
- гаммадефектоскоп "Гаммарид" - 192/120;
- источник Jг-192 по ГОСТ 160003.

Рентгеновские аппараты:

- "Стапель-50";
- MXR-150 (Венгрия);
- MXR-151 (Венгрия).

Рентгеновские пленки:

- РТ-1 по ТУ 6-17.898;
- РТ-4М по ТУ 6-17.898;
- РТ-4Ш по ТУ 6-17.898;
- РТ-5 по ТУ 6-17.898;
- Д-4 фирмы Agfa - Gevaert;
- Д-7 фирмы Agfa – Gevaert.

Эталоны чувствительности:

- N 11 по ГОСТ 7512;
- N 12 по ГОСТ 7512;
- N 13 по ГОСТ 7512;
- N 14 по ГОСТ 7512.

Средства ультразвуковой дефектоскопии и толщинометрии:

Дефектоскопы:

- дефектоскоп ультразвуковой УД2-12 общего назначения по ГОСТ 23049;
- дефектоскоп ультразвуковой USK-6 фирмы "Krautkramer";
- дефектоскоп ультразвуковой USK-7 фирмы "Krautkramer";
- дефектоскоп ультразвуковой USK-50 фирмы "Krautkramer";
- дефектоскоп ультразвуковой USK-52 фирмы "Krautkramer".

Толщиномеры:

- толщиномер ультразвуковой УТ-93П общего назначения по ГОСТ 25863;
- толщиномер ультразвуковой DM-2 фирмы "Krautkramer";
- толщиномер ультразвуковой DM-4 фирмы "Krautkramer".

Преобразователи:

- преобразователи ультразвуковые прямые и наклонные в соответствии с требованиями и указаниями ПН АЭ Г-7-014-89, ПН АЭ Г-7-030-91, ПН АЭ Г-7-031-91 и ПН АЭ Г-7-032-91.

Стандартные образцы:

- комплект КОУ-1 по ГОСТ 14782;
- комплект КОУ-2 по ГОСТ 14782;
- стандартные образцы Международного Института Сварки V1;
- стандартные образцы Международного Института Сварки V2.

Средства капиллярной дефектоскопии:

Дефектоскопический комплект СИМ ТУ 24.11.042-93

Контрольные образцы:

- I класс чувствительности по ГОСТ 18442;
- II класс чувствительности по ГОСТ 18442;
- III класс чувствительности по ГОСТ 18442.

Средства магнитопорошковой дефектоскопии:

Дефектоскопы:

- ДМЭ-22Ц по ГОСТ 21105;
- ДМЭ-21П по ГОСТ 21105.

Магнитометр- МФ-23И-1

Контрольные образцы:

- уровень чувствительности А ГОСТ 21105;
- уровень чувствительности Б ГОСТ 21105;
- уровень чувствительности В ГОСТ 21105.

Приборы:

- анализатор концентрации магнитной суспензии АКС-1С;
- МФ-10СП (для проверки выявляющей способности магнитного порошка).

Средства измерений линейных размеров:

Линейки измерительные металлические по ГОСТ 427.

Штангенциркули по ГОСТ 166.

Микрометры по ГОСТ 6507.

Рулетки измерительные металлические по ГОСТ 7502.

Индикаторы по ГОСТ 577 и ГОСТ 5584.

Лупы измерительные по ГОСТ 25706.

3.5.3. Требования к разрешающей способности средств измерений

Средства измерения механических свойств и твердости.

Погрешность измерений механических свойств должна быть не более $\pm 10\%$, а измерений твердости не более $\pm 5\%$ от измеряемой величины.

Средства выявления структуры.

Средства измерений должны обеспечивать выявление структурных составляющих согласно требований ГОСТ 1778, ГОСТ 5640, ГОСТ 10243 и ГОСТ 11878 .

Погрешность измерений ферритометра ФВД-2 должна быть не более $\pm 10\%$ от предела соответствующего диапазона.

Средства измерения (определения) дефектов металла:

Средства измерений должны обеспечивать выявление несплошностей с характеристиками, приведенными в ОСТ и ТУ для основного металла, разделе 11 ПН АЭ Г-7-010-89 для сварных соединений, а также в конструкторской документации, инструкциях и методиках контроля.

3.6. Контроль состояния металла трубопроводов

3.6.1. Составить программу контроля состояния металла трубопровода.

Программу контроля составить на основе соответствующих разделов типовой программы

(инструкции) эксплуатационного контроля за состоянием основного металла и сварных соединений трубопроводов и типовой программы контроля механических свойств металла трубопроводов через каждые 100 тысяч часов эксплуатации с учетом результатов работ по п.3.1.-3.5 настоящей методики.

В программе контроля состояния металла трубопровода установить:

- перечень зон контроля трубопровода (кольцевые и продольные сварные соединения, угловые сварные соединения приварки патрубков и штуцеров, участки основного металла гибов трубопровода по растянутым, сжатым и нейтральным зонам и т.д.). В перечень зон контроля трубопровода обязательно включить наиболее нагруженные и наиболее подверженные эксплуатационным повреждениям участки трубопровода. В перечень зон допускается не включать участки трубопровода, контроль которых был выполнен в соответствии с требованиями типовых программ (инструкций) по эксплуатационному контролю за состоянием металла, если срок предыдущего контроля не превышает указанной в типовых программах (инструкциях) периодичности контроля;
- виды контроля (визуальный, измерительный, капиллярный, магнитопорошковый, радиографический, ультразвуковой, контроль герметичности, гидравлические или пневматические испытания, измерение механических свойств и т.д.);
- объем контроля;
- методы контроля (п.3.5.1 настоящей методики);
- средства контроля (п.3.5.2 настоящей методики);
- нормы оценки качества сварных соединений, наплавки и основного металла.

Программа контроля состояния металла трубопроводов по определяющим параметрам составляется комиссией с привлечением при необходимости специализированных организаций и утверждается главным инженером АЭС.

3.6.2. Выполнить контроль состояния металла трубопровода в соответствии с п.3.6.1. настоящей методики.

Контроль состояния металла трубопровода выполняет атомная станция с привлечением при необходимости специализированных организаций, имеющих лицензию на проведение соответствующего вида работ.

При обнаружении в основном металле сварном соединении или наплавке несплошностей, превышающих нормы, следует руководствоваться порядком, приведенным в ПН АЭ Г-7-008-89 и ПН АЭ Г-7-010-89.

3.6.3. Оформить результаты контроля протоколами и зарегистрировать их в журнале учета результатов контроля в соответствии с требованиями РД 53.025.014-89.

Внести результаты контроля в паспорт трубопровода.

3.6.4. Установить фактические значения определяющих параметров состояния металла трубопровода (таблица 3.2) по результатам контроля состояния металла.

3.6.5. Сравнить полученные фактические значения определяющих параметров состояния металла трубопровода с критериями (количественными или качественными показателями), установленными в п.3.4 настоящей методики.

3.7. Оценка технического состояния трубопроводов

3.7.1. При соответствии фактических значений определяющих параметров состояния металла трубопровода значениям, установленным конструкторской документацией и действующими НТД сравнить сведения о фактической истории нагружения трубопровода (Приложение Е) с принятой в проекте последовательностью во времени режимов работы и нагружения.

Если фактические параметры нагружения – скорости изменения и абсолютные значения температуры и давления, вибрационные и сейсмические нагрузки, числа циклов соответствующих режимов, последовательность режимов, - значения перемещений, параметры среды не превышали проектных и нормируемых параметров и значений, то принять решение о соответствии трубопровода требованиям, установленным конструкторской документацией, ТУ на поставку элементов трубопровода и действующими НТД, и целесообразности проведения работ по техническому обоснованию продления срока службы трубопровода.

Если фактические параметры нагружения – скорости изменения и абсолютные значения температуры и давления, вибрационные и сейсмические нагрузки, числа циклов соответствующих режимов, последовательность режимов, - значения перемещений, параметры среды превышали проектные и нормируемые параметры и значения, то выполнить расчет на прочность в соответствии с требованиями ПН АЭ Г-7-002-86 (и действующих методик расчета

на прочность при наличии трещиноподобных дефектов) с учетом фактических режимов нагружения и фактических значений определяющих параметров состояния металла с целью подтверждения назначенного ресурса (срока службы) трубопровода. Допускается экспертная оценка прочности трубопровода в соответствии с требованиями ПН АЭ Г-7-002-86 (и действующих методик расчета на прочность при наличии трещиноподобных дефектов), оформляемая в виде дополнения к проектному расчету на прочность.

На основании анализа результатов расчета или оценки прочности принять решение о возможности и целесообразности проведения работ по техническому обоснованию срока безопасной эксплуатации трубопровода, ремонте или замене элементов трубопровода или трубопровода в целом.

3.7.2. При несоответствии фактических значений определяющих параметров состояния металла трубопровода критериальным значениям выполнить расчет на прочность в соответствии с требованиями ПН АЭ Г-7-002-86 (и действующих методик расчета на прочность при наличии трещиноподобных дефектов) с учетом фактических режимов нагружения и фактических значений определяющих параметров состояния металла с целью подтверждения назначенного ресурса (срока службы) трубопровода.

На основании анализа результатов расчета принять решение о возможности и целесообразности проведения работ по техническому обоснованию срока безопасной эксплуатации трубопровода, ремонте или замене элементов трубопровода или трубопровода в целом.

3.7.3. Расчеты на прочность, связанные с механизмами повреждения, не охватываемыми действующими нормами, выполнять по методикам, согласованным с Госатомнадзором России.

3.7.4. Расчеты на прочность выполнять с учетом реального состояния опор и подвесок трубопровода, их целостности и работоспособности.

4. ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

4.1. Выполнить расчеты на прочность и оценку остаточного ресурса трубопровода в полном объеме требований следующих нормативно-технических документов:

- “Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок” ПН АЭ Г-7-002-86, когда при оценке технического состояния трубопровода не обнаружены повреждения типа трещин (усталостных, коррозионных) или несплошности, превышающие допустимые по ПК 1514-72 и ПН АЭ Г-7-010-89;

- “Нормы...” ПН АЭ Г-7-002-86, “Методика определения допускаемых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации” М-02-91 и “Руководство по применению концепции безопасности “Течь перед разрушением” к трубопроводам АЭУ “Р-ТПР-01-99, когда при оценке технического состояния трубопровода обнаружены повреждения типа трещин (усталостных, коррозионных) или несплошности, превышающие допустимые по ПК 1514-72 и ПН АЭ Г-7-010-89.

4.2. При оценке остаточного ресурса установить модель предполагаемых эксплуатационных нагрузок. В качестве модели нагрузок принять спектр нагрузок за предыдущие 10 лет эксплуатации или установить другую модель нагрузок на основе предполагаемых условий и режимов дальнейшей эксплуатации.

На основе принятой модели эксплуатации установить количество циклов нагружения N_i для каждого режима.

4.3. Выполнить расчет статической прочности трубопровода при изменении более, чем на 5% механических свойств металла и толщины стенки трубопровода за период эксплуатации и продления срока службы трубопровода по сравнению с исходными значениями, принятыми в проектном расчете статической прочности.

4.4. Выполнить расчет циклической прочности за период эксплуатации и продления срока службы трубопровода для оценки остаточного ресурса с учетом:

- изменения механических свойств;
- изменения толщины стенки трубопровода вследствие коррозии;
- изменения толщины стенки трубопровода вследствие эрозионно-коррозионного износа;
- влияния среды на зарождение и развитие трещиноподобных дефектов;
- максимальных отклонений геометрических размеров свариваемых элементов от номинальных;
- влияния концентраторов напряжений сварных соединений;
- влияния вибрационных нагрузок.

В результате расчета циклической прочности трубопровода получить допускаемое число циклов нагружения $[N_0]_i$ для режимов, соответствующих принятой модели эксплуатации в продлеваемый период.

Проверить условие прочности трубопровода на продлеваемый период по формуле:

$$\sum_1^k \frac{N_i}{[N_0]_i} = a \leq [a_N]$$

где a накопленное усталостное повреждение, предельное значение которого $[a_N]=1$.

Если $a \geq 0,8$, выполнить расчет циклической прочности с учетом сейсмических воздействий.

4.5. Ресурс трубопровода в течение продлеваемого периода обеспечен при подтверждении условий прочности расчетами, выполненными в соответствии с документами, указанными в п.4.1.

4.6. По результатам оценки технического состояния (раздел 3) и остаточного ресурса (раздел 4) трубопровода принять и оформить решение о возможности и условиях его дальнейшей эксплуатации, в котором привести рекомендации по режимам нагружения и установить срок последующей оценки технического состояния, остаточного ресурса, ремонта или замены участка трубопровода.

К решению приложить заключение по результатам анализа технической документации, отчетную документацию (протоколы, акты) по контролю состояния металла трубопровода, выполненного по п. 3.6 настоящей методики, выписку из проведенных оценки прочности и расчетов на прочность трубопровода с учетом его эксплуатации за пределами срока, установленного в проектной (конструкторской) документации.

4.7. Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода утверждается главным инженером АЭС и направляется в Эксплуатирующую организацию, Научному руководителю эксплуатации атомных станций, Главному конструктору, Генеральному проектировщику и надзорный орган, в котором зарегистрирован трубопровод.

4.8. Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода приложить к паспорту трубопровода.

4.9. Результаты работ, полученные при оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопровода, внести в базу данных о контроле, оценке, прогнозировании и управлении ресурсными характеристиками элементов энергоблока (КОПУР) АЭС.

4.10. Рекомендуемая форма решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода приведена в приложении И.

4.11. Пример оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопровода приведен в приложении К.

Приложение А (рекомендуемое)

Информационная карта

Сведения об исходных данных о трубопроводе

Наименование	Данные о трубопроводе
АЭС	
Номер блока	
Система трубопроводов	
Цех-владелец	
Номер помещения (й)	
Проектная (конструкторская) организация	
Обозначение проекта	
Техническая позиция по проекту	
Класс по ОПБ- 88 / 97	
Группа по ПН АЭ Г-7-008-89	
Предприятие-изготовитель труб (трубных блоков)	
Документы на изготовление и поставку труб (трубных блоков)	

Монтажная организация	
Дата окончания монтажа	
Станционное обозначение	
Дата ввода в эксплуатацию	
Марка основного металла	
Материалы для сварки и наплавки	
Геометрические размеры (диаметр и толщина стенки труб)	
Сведения о технологии сварки (наплавки)	
Сведения о термообработке	
Паспорт (номер по архиву)	
Ресурсные характеристики по проектной (конструкторской) документации	
Температура теплоносителя	
Рабочее давление	
Рабочая среда	

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Информационная карта

**Сведения о результатах контроля и технического освидетельствования (ТО)
трубопровода**

Дата контроля (ТО)	Предприятие -исполнитель	Зоны контроля	Метод контроля	Методика контроля	Средства контроля	Объем контроля	Результаты контроля (ТО) – номер протокола (заключения, акта)	Мероприятия по результатам контроля (ТО)

**Приложение В
(рекомендуемое)**

Информационная карта

Сведения о ремонте и реконструкции трубопровода

Дата ремонта (рекон- струкции)	Предприятие- исполнитель	Описание дефекта (вид, геометри- ческие размеры, ориентация и т.д.)	Способ ремонта (исправление дефекта механической обработкой, сваркой, наплавкой и т.д.)	Документация на ремонт (рекон- струкцию)	Продолжи- тельность ремонта (рекон- струкции)	Отчетная документация по ремонту (рекон- струкции)

**Приложение Г
(рекомендуемое)**

Информационная карта

Сведения об отклонениях показателей качества теплоносителя от нормируемых значений

Показатель качества теплоносителя	Значение показателя качества теплоносителя	Дата фиксации отклонения	Продолжительность отклонения	Отчетная документация

**Приложение Д
(рекомендуемое)**

Информационная карта

Сведения об отказах трубопровода

Дата обнаружения отказа	Описание отказа	Мероприятия по восстановлению работоспособности	Отчетная документация

**Приложение Е
(рекомендуемое)**

Информационная карта

Сведения об истории нагружения трубопровода

Наименование	Количество по проекту	Фактическое количество режимов или значения параметров нагружения
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РЕЖИМЫ		

(НОРМАЛЬНАЯ РАБОТА):		
РЕЖИМЫ С НАРУШЕНИЕМ В РАБОТЕ ОБОРУДОВАНИЯ:		
АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ:		
РЕЖИМЫ С ОТКЛОНЕНИЕМ ОТ НОРМАЛЬНОЙ РАБОТЫ:		

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Форма заключения по результатам анализа технической документации

Утверждаю
Главный инженер
АЭС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ по результатам анализа технической документации

На основе анализа технической документации (Приложение 1) на трубопровод _____ (наименование трубопровода, системы) установлено нижеследующее:

1. Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с требованиями (обозначение и наименование "Правил...")

и согласно техническим условиям на изделие (наименование технических условий) _____ и согласно проекту (обозначение проекта), разработанному _____ (наименование проектной или конструкторской организации) из сборочных единиц, изготовленных (наименование предприятия-изготовителя) _____.

2. Трубопровод находился в эксплуатации с (дата) _____

в соответствии с _____ (наименование документа) при рабочих параметрах: давление, МПа(кгс/см²) _____, температура, °С _____, рабочая среда _____

3. Сведения об исходных данных о трубопроводе, результатах контроля и технического освидетельствования, ремонте и реконструкции, отклонениях показателей качества теплоносителя от нормируемых значений, истории нагружения трубопровода приведены в

Приложении 2.

4. Схема контроля трубопровода с указанием сварных соединений, опор, подвесок и фактической трассировки приведена в Приложении 3.

5. Наличие (комплектность) документации _____.

6. Полнота сведений, приведенных в документации _____.

7. Замечания по ведению документации _____.

Приложения:

1. Перечень проанализированной документации.

2. Комплект информационных карт.

3. Схема контроля трубопровода с указанием сварных соединений, опор, подвесок и фактической трассировки.

Заключение составили: (должность, Ф.И.О., дата)

Приложение 1 к заключению

Перечень проанализированной документации:

- чертежная документация на трубопровод с опорами и подвесками;
- расчет трубопровода на прочность (или выписка из него с указанием обозначения расчета);
- регламент на эксплуатацию трубопровода;
- свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопровода ;
- свидетельство о монтаже трубопровода;
- паспорт трубопровода;
- документация по отклонению от проектной (конструкторской) документации;
- акты и протоколы о результатах контроля состояния металла и технического освидетельствования трубопровода;
- журналы учета условий и режимов эксплуатации (спектр нагрузок, наличие вибрации, качество теплоносителя и т.д.).

Приложение 2 к заключению

Комплект информационных карт:

- сведения об исходных данных о трубопроводе;
- сведения о результатах контроля и технического освидетельствования трубопровода;
- сведения о ремонте и реконструкции трубопровода;
- сведения об отклонениях показателей качества теплоносителя от нормируемых значений;
- сведения об отказах трубопровода;
- сведения об истории нагружения трубопровода.

Приложение 3 к заключению

Схема контроля трубопровода с указанием сварных соединений, опор, подвесок и фактической трассировки.

**Приложение И
(рекомендуемое)**

Форма решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода

**Утверждаю
Главный инженер
АЭС**

**РЕШЕНИЕ
о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода**

На основе анализа технической документации, результатов контроля и оценки технического состояния трубопровода, анализа прочности и расчетов на прочность трубопровода установлено нижеследующее:

1. Техническое состояние трубопровода _____ (наименование трубопровода, системы) признано (работоспособным или неработоспособным).
2. Оценкой прочности и расчетами на прочность обоснована безопасная эксплуатация трубопровода _____ (наименование трубопровода, системы) в течение _____ (лет) сверх назначенного в проектной (конструкторской) документации срока службы при принятых условиях и режимах эксплуатации.
3. Трубопровод допускается к дальнейшей эксплуатации в течение _____ при обеспечении требований регламента (инструкции) на эксплуатацию трубопровода или (указать другие условия).
4. Срок следующей оценки технического состояния и остаточного ресурса _____

Приложения:

1. Заключение по результатам анализа технической документации.
2. Протоколы (заключения, акты) по результатам контроля состояния металла трубопровода.
3. Выписка из анализа прочности и расчета на прочность трубопровода.

Члены комиссии: (должность, Ф.И.О., дата)

**ПРИЛОЖЕНИЕ К
(рекомендуемое)**

**ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА
ТРУБОПРОВОДА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ (РЕАКТОРНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ) БАРАБАН-
СЕПАРАТОРА ЭНЕРГОБЛОКА РБМК-1000
(ПРИМЕР)**

1. Оценка технического состояния.

1.1. Анализ технической документации.

1.1.1. Проектная документация.

Трубопровод питательной воды (реакторное отделение) изготовлен из стали 20 по ТУ 14-3-460-75. Наружный диаметр труб 426 мм, толщина стенки прямых участков трубопровода 24 мм, а гiba по растянутой линии 21,6 мм, радиус гiba 600 мм по ОСТ 24.321.28-74, овальность $a=6\%$.

Сварка элементов трубопровода выполнялась ручным дуговым способом электродами УОНИИ-13/55 по ГОСТ 9467-75 диаметром 3 и 4 мм.

Расчет на прочность трубопровода выполнялся для следующих рабочих параметров:

- давление 70 кгс/см^2 ;
- температура -170°C ;
- теплоноситель - вода.

Срок службы трубопровода -30 лет.

Эксплуатация трубопровода проводилась в соответствии с регламентом. На основании рассмотрения расчета на прочность, выполненного на стадии проектирования, установлено:

- наиболее нагруженными участками трубопровода питательной воды являются второй от барабан-сепаратора гиб и стыковое сварное соединение на прямом участке, в которых максимальные значения амплитуд напряжений составили: 3039 кгс/см² (304 МПа) длягиба и 941 кгс/см² (94МПа) для прямого участка, на котором расположено сварное соединение /1/;
- допускаемое количество циклов нагружения трубопровода питательной воды для проектных режимов работы энергоблока составляет 2×10^3 циклов;
- расчет на сейсмические воздействия отсутствует;
- амплитуды напряжений в сварных соединениях получены без учета возможных коэффициентов концентрации напряжений в сварных соединениях и смещений свариваемых элементов трубопровода, а оценка циклической прочности выполнялась без учета влияния среды;
- отсутствует анализ различия свойств основного металла и металла сварного шва;
- ожидаемое (проектное) число циклов для цикла "исходное состояние- НУЭ – исходное состояние" составляет 300 циклов за 30 лет эксплуатации;
- вибрационные нагрузки не рассматривались.

В дальнейшем оценка технического состояния трубопровода питательной воды выполняется с учетом результатов эксплуатационного контроля за состоянием металла трубопровода в целом и дополнительного контролягиба и сварного соединения №96 в соответствии с п. 1.6.

1.1.2. Документация предприятия-изготовителя.

Свидетельство об изготовлении блоков и элементов трубопровода питательной воды соответствует форме, приведенной в Приложении 5 ПНАЭ Г-7-008-89.

1.1.3. Документация монтажной организации.

Свидетельство о монтаже трубопровода соответствует форме, приведенной в Приложении 6 ПНАЭ Г-7-008-89.

1.1.4. Эксплуатационная документация.

Паспорт трубопровода соответствует форме, приведенной в Приложении 8 ПНАЭ Г-7-008-89.

Сведения об исходных данных, результатах контроля и технического освидетельствования, ремонте и реконструкции, отклонениях показателей качества теплоносителя от нормируемых значений, истории нагружения и отказам трубопровода питательной воды приведены в информационных картах.

Продолжительность работы при нормальных параметрах – 226 000 часов.

Скорость и диапазон изменения температуры и давления соответствовали регламенту на эксплуатацию трубопровода.

При работе на номинальных параметрах давление составляло 70 ± 2 кгс/см², а температура $170 \pm 5^\circ\text{C}$.

Продолжительность стояночных режимов – 36 800 часов.

Направления и величины перемещений опор трубопровода и присоединенного оборудования соответствовали проектным.

С 1986 г. водно-химический режим основного технологического контура, включая питательный тракт, регламентирован нормативным документом “Режим атомных электростанций с кипящими реакторами большой мощности водно-химический. Нормы качества водного теплоносителя основного контура и контура системы управления и защиты, средства их обеспечения”.

В течение периода эксплуатации отмечались следующие отклонения показателей качества питательной воды от предельных значений нормируемых показателей:

превышение массовой концентрации хлорид-иона до 14 мкг/дм³ в течение 5 часов 31.07.88 г.;

превышение массовой концентрации железа до 15 мкг/дм³ в течение 30 часов 20.06.92 г.

Через 24 тысячи часов эксплуатации при очередном эксплуатационном контроле визуальным методом состояния металла трубопровода питательной воды на внешней поверхности металла шва сварного соединения вблизи линии сплавления обнаружена продольная трещина длиной 6мм. Дефект исправлен поверхностной вышлифовкой на глубину 1,5 мм механическим способом без последующей подварки. Сварное соединение трубопровода было допущено к дальнейшей эксплуатации.

По результатам анализа технической документации составлено заключение.

1.2. Установление механизмов старения металла трубопровода

По результатам анализа технической документации установлено, что доминирующими механизмами старения трубопровода питательной воды являются мало- и многоцикловая усталость (для сварных соединений) и эрозионно-коррозионный износ (для гибов).

Контролируемыми эффектами проявления мало- и многоцикловой усталости являются возникновение макротрещин, изменение механических свойств и структуры металла, а эрозионно-коррозионного износа - утонение стенки гига трубопровода.

1.3. Установление определяющих параметров состояния металла участков трубопровода

Определяющие параметры состояния металла участков трубопровода представлены в таблице 1.

Таблица 1

Участок трубопровода	Контролируемый эффект старения металла	Определяющие параметры состояния металла
Гибы	Утонение стенки	Толщина стенки
Сварные соединения	Изменение механических свойств	Предел прочности, предел текучести, относительное удлинение, относительное сужение, твердость при 20°C основного металла
	Изменение структуры	Содержание фаз.
	Трещинообразование	Отсутствие трещин (линейных индикаторных следов)

1.4. Установление критериев оценки состояния металла участков трубопровода

Критерии оценки состояния металла участков трубопровода представлены в таблице 2.

Таблица 2

Участок трубопровода	Определяющие параметры состояния металла	Критерии оценки состояния металла
Гибы	Толщина стенки, мм	не менее 18,0 (определена в проектном расчете на прочность)
Сварные соединения	Предел прочности основного металла при 20°C, кгс/мм ² предел текучести основного металла при 20°C, кгс/мм ² относительное удлинение, основного металла при 20°C, % относительное сужение основного металла при 20°C, % твердость, НВ предел прочности металла шва при 20°C, кгс/мм ² относительное удлинение металла шва при 20°C, % ударная вязкость металла шва при 20°C, кгс.м/см ² Содержание фаз Размеры трещин (линейных индикаторных следов)	не менее 41 не менее 22 не менее 21 не менее 40 не более 163 не менее 42 не менее 18 не менее 8 наличие вторичных фаз отсутствие трещин (линейных индикаторных следов).

1.5. Методы и средства измерения определяющих параметров состояния металла участков трубопровода

1.5.1. Неразрушающие методы измерения механических свойств и твердости.

1.5.1.1. ГОСТ 9012 "Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю".

1.5.1.2. РД ЭО 0027-94 Инструкция "Определение характеристик механических свойств

металла оборудования атомных электростанций безобразцовыми методами по характеристикам твердости”.

1.5.2. Методы выявления структуры металла.

1.5.2.1.ГОСТ 5639 “Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна”.

1.5.2.2.ГОСТ 1778 “Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений”.

1.5.2.3.ГОСТ 5640 “Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты”.

1.5.2.4.ГОСТ 8233 “Сталь. Эталоны микроструктуры”.

1.5.2.5.ГОСТ 10243 “Сталь. Методы испытаний и оценки макроструктуры”.

1.5.2.6.“Методическое руководство по металлографическому анализу основного металла оборудования и трубопроводов”, М., ВНИИАЭС, 1985.

1.5.3. Методы измерения толщины стенки.

1.5.3.1.ПН АЭ Г-7-031-91 “Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть III. Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий”.

1.5.3.2.И N23 СД-80 "Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали". М., Союзтехэнерго, 1981, 39 с. с извещением об изменении от 1981 и извещением об изменении и дополнении от 1987.

1.5.3.3.Инструкции заводов-изготовителей по эксплуатации ультразвуковых толщиномеров.

1.5.4. Средства измерения механических свойств и твердости.

1.5.4.1.Прибор измерения механических свойств - дистанционный твердомер ТЕСТ-5У.

1.5.5 Средства выявления структуры металла.

1.5.5.1.Микроскоп металлографический горизонтальный МИМ-10М.

1.5.5.2.Микроскоп металлографический ММР-4.

1.5.5.3.Микрофотонасадка МНФ-12.

1.5.5.4.Вытяжной шкаф Ш2В-Н2С.

1.5.5.5. Фотоувеличитель Беларусь.

1.5.5.6. Станок для контактной печати.

1.5.6. Средства измерения толщины стенки.

Толщиномер ультразвуковой УТ-93П общего назначения по ГОСТ 25863

1.5.7. Требования к разрешающей способности средств измерений

Средства измерения механических свойств и твердости.

Погрешность измерений механических свойств - не более $\pm 10\%$, измерений твердости не более $\pm 5\%$ от измеряемой величины.

Средства выявления структуры.

Средства измерений обеспечивают выявление структурных составляющих согласно требований ГОСТ 1778, ГОСТ 5640 и ГОСТ 10243.

Средства измерения толщины стенки.

Погрешность измерений толщины стенки - не более 0,24 мм.

1.6. Контроль состояния металла трубопровода

1.6.1. Программа контроля

1.6.1.1. Перечень зон контроля трубопровода:

сварные соединения;

гибы.

В перечень зон не включены участки трубопровода, контроль которых выполнен в соответствии с требованиями типовой программы по эксплуатационному контролю за состоянием металла, срок предыдущего контроля которых не превышает указанной в типовой программе периодичности контроля.

1.6.1.2. Виды и объем контроля приведены в таблицах 3 и 4.

Сварные соединения

Таблица 3

Вид контроля	Объем контроля
Контроль механических свойств металла сварного соединения №96 неразрушающим	по 15 точек вдавливания на одну зону (по 3 равноудаленных зоны по периметру сварного

Вид контроля	Объем контроля
методом при 20°C: основной металл- предел прочности, предел текучести, относительное удлинение, относительное сужение, твердость; металл шва - предел прочности, относительное удлинение	соединения - на расстоянии 50 мм от линии сплавления на основном металле и по оси металла шва).
Контроль структуры металла сварного соединения №96	по 2 диаметрально расположенные реплики на расстоянии 50 мм от линии сплавления на основном металле в зоне термического влияния и на оси металла шва
Контроль качества сварных соединений: - визуальный контроль;	100%
- ультразвуковой контроль;	100%

Гибы

Таблица 4

Вид контроля	Объем контроля
Контроль качества металла: - визуальный контроль; - магнитопорошковый контроль; - ультразвуковой контроль	100% 50% 50% по растянутой линии
Контроль толщины стенки: ультразвуковая толщинометрия	в 6-7 точках по растянутой линии

1.6.1.3. Методы контроля.

1.6.1.3.1 Методы контроля механических свойств, структуры и толщины стенки приведены в разделе 1.5.

1.6.1.3.2 Контроль качества металла

ГОСТ 14782 “Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые”.

ГОСТ 17410 “Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии”.

ГОСТ 21105 “Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод”.

ПНАЭ -7-010-89 “Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля”.

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)”.

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”.

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

ПНАЭ Г-7-015-89 “Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Магнитопорошковый контроль”.

ПНАЭ Г-7-016-89 “Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль”.

И №23 СД-80 “Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали”. М., Союзтехэнерго, 1981, 39 с. с извещением об изменении от 1981 и извещением об изменении и дополнении от 1987.

Инструкция завода-изготовителя по эксплуатации ультразвукового дефектоскопа.

1.6.1.4. Перечень специальных средств контроля.

1.6.1.4.1. Перечень средств контроля механических свойств, твердости и структуры

приведен в разделе 1.5.

1.6.1.4.2. Средства контроля качества металла

Средства ультразвукового контроля

Дефектоскоп ультразвуковой USK-6 фирмы “Krautkramer”.

Преобразователи:

- преобразователи ультразвуковые прямые и наклонные в соответствии с требованиями и указаниями ПНАЭ Г-7-014-89, ПНАЭ Г-7-030-91 и ПНАЭ Г-7-032-91.

Стандартные образцы:

- комплект КОУ-1 по ГОСТ 14782;
- комплект КОУ-2 по ГОСТ 14782;
- стандартные образцы Международного Института Сварки V1;
- стандартные образцы Международного Института Сварки V2;

Магнитопорошковый контроль:

Дефектоскоп ДМЭ-22Ц по ГОСТ 21105.

Магнитометр МФ-23И-1

Контрольные образцы по ГОСТ 21105;

Приборы:

- анализатор концентрации магнитной суспензии АКС-1С;
- МФ-10СП (для проверки выявляющей способности магнитного порошка)

1.6.1.5. Требования к разрешающей способности аппаратуры контроля.

Аппаратура контроля качества металла.

Аппаратура обеспечивает выявление несплошностей с характеристиками, приведенными в ТУ для основного металла, в разделе 11 ПНАЭ Г-7-010-89 для сварных соединений, а также в конструкторской документации, инструкциях и методиках контроля.

1.6.2. Нормы оценки качества.

1.6.2.1. Сварные соединения.

Нормы оценки качества принимаются в соответствии с требованиями ПК 1514-72.

1.6.2.2. Гибы.

Нормы оценки качества принимаются в соответствии с требованиями ТУ 14-3-460-75.

1.6.3. Результаты контроля

1.6.3.1. Сварные соединения.

1.6.3.1.1. Механические свойства сварного соединения №96.

Результаты контроля механических свойств представлены в таблице 5.

Таблица 5

	Предел прочности основного металла при 20°C, кгс/мм ²	Предел текучести основного металла при 20°C, кгс/мм ²	Относительное удлинение основного металла при 20°C, %	Относительное сужение основного металла при 20°C, %	Твердость, НВ	Предел прочности металла шва при 20°C, кгс/мм ²	Относительное удлинение металла шва при 20°C, %	Ударная вязкость металла шва при 20°C, кгс.м/см ²
Фактические значения	50	23	25	47	155	44	20	методами неразрушающего контроля не определяется
Требования ГОСТ 9467 к металлу шва						не менее 42	не менее 18	не менее 8
Требования ТУ 14-3-460-75 к основному металлу	не менее 42	не менее 22	не менее 24	не менее 45	не более 163 (по ГОСТ 1050)			

Механические свойства основного металла и металла шва сварного соединения №96 соответствуют требованиям нормативных документов (протоколы №№ ... от ...). Изменений механических свойств основного металла и металла шва сварного соединения №96 по сравнению с исходным состоянием не зафиксировано.

1.6.3.1.2. Контроль структуры металла сварного соединения №96.

При контроле структуры металла шва, зоны термического влияния и основного металла методом реплик изменений содержания фаз не обнаружено (протоколы №№ ... от ...).

1.6.3.1.3. Контроль качества сварных соединений.

При визуальном и ультразвуковом контроле сварных соединений дефектов не обнаружено (протоколы №№ ... от ...).

Сварные соединения выдержали гидравлические испытания в составе трубопровода (протокол № ... от ...).

1.6.3.2. Гибы

1.6.3.2.1. Контроль толщины стенки гибов.

Результаты контроля толщин стенок гибов трубопроводов приведены в протоколах №№ ... от

Минимальная толщина стенки второго от барабан-сепараторагиба по растянутой линии составляет 19,2 мм (протокол № ... от ...).

Толщины стенок гибов превышают минимально допустимое из условий прочности трубопровода значение (18,0 мм).

1.6.3.2.2. Контроль качества гибов.

При визуальном и ультразвуковом контроле качества гибов дефектов не обнаружено (протоколы №№ ... от ...).

Гибы выдержали гидравлические испытания в составе трубопровода (протокол №... от...).

1.6.3.3. Результаты контроля сварных соединений и гибов внесены в паспорт трубопровода.

1.7. Оценка технического состояния трубопровода

1.7.1. Фактические значения определяющих параметров состояния металла трубопровода удовлетворяют требованиям, установленным проектной документацией, техническими условиями на трубопровод и другой действующей нормативно-технической документацией.

1.7.2. Фактические параметры нагружения – скорости изменения и абсолютные значения температуры и давления, вибрационные и сейсмические нагрузки, числа циклов соответствующих режимов, последовательность режимов, значения перемещений, параметры среды - не превышали проектных и нормируемых параметров и значений.

1.7.3. Техническое состояние трубопровода – работоспособное. Принимается решение о целесообразности проведения работ по техническому обоснованию безопасной эксплуатации трубопровода за пределами проектного срока службы на период 10 лет.

1.8. Оценка остаточного ресурса трубопровода

1.8.1. Модель ежегодных предполагаемых эксплуатационных нагрузок на трубопровод в течение продлеваемого срока службы (10 лет) принята соответствующей усредненному спектру ежегодных нагрузок за предыдущие 10 лет эксплуатации (в примере принято, что эта модель была постоянна в течение 30 лет эксплуатации).

При этом количество циклов нагружения N_i для каждого режима принимается соответствующим аналогичным показателям за предыдущие 10 лет эксплуатации.

Принимаем, что модель нагружения трубопровода для цикла "исходное состояние - НУЭ - исходное состояние" в течение продлеваемого периода соответствует режимам нагружения за истекший период эксплуатации. Фактическое число указанного цикла за 30 лет эксплуатации составило 45 циклов. Тогда расчетное число циклов на период продления срока службы трубопровода составит

$$1/3 \times 300 = 100 \text{ циклов.}$$

Оценка остаточного ресурса трубопровода проводится по результатам анализа и расчета прочности наиболее нагруженных участков трубопровода: второй от барабан – сепаратора гиб и сварное соединение №96 на прямом участке.

1.8.2. За 30 лет эксплуатации утонение стенкигиба составило

$$21,6 \text{ мм} - 19,2 \text{ мм} = 2,4 \text{ мм (см. п. 1.6.3.2.1)}$$

Принимая (консервативно) линейный закон изменения во времени толщины стенкигиба, вызванного воздействием среды, получаем за общий срок эксплуатации 40 лет значение утонения, равное $2,4 \times 1,33 = 3,2 \text{ мм}$ и минимальную толщину стенки

$21,6 \text{ мм} - 3,2 \text{ мм} = 18,4 \text{ мм}$,
что больше допускаемой, равной 18,0 мм (см. п. 1.4, таблица 2).

Средняя скорость утонения стенки составляет
 $(21,6 - 19,2) \text{ мм} / 30 \text{ лет} = 0,08 \text{ мм/год}$.

Тогда допускаемая толщина стенки будет достигнута через
 $(19,2 - 18,0) \text{ мм} / 0,08 \text{ мм/год} = 15 \text{ лет}$.

Таким образом, расчет, выполненный при условии постоянства механических свойств металла и скорости изменения толщины стенки трубопровода вследствие коррозионного и эрозионно-коррозионного износа, подтверждает, что статическая прочность трубопровода обеспечена в течение 15 лет сверх назначенного срока службы трубопровода.

Для уточнения закона изменения скорости утонения и подтверждения статической прочности трубопровода на последующий период эксплуатации, рекомендуется по истечении 10 лет эксплуатации провести контроль толщины стенки для обоснования возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода без снижения рабочих параметров.

1.8.3. Расчет на циклическую прочность трубопровода.

1.8.3.1. Расчет циклической прочности трубопровода выполняется с учетом:

- результатов исследований механических свойств основного металла и металла сварных швов, подтверждающих возможность использования в расчетах циклической прочности трубопровода значений механических свойств, принятых в проектом расчете;

- влияния среды на зарождение и развитие трещиноподобных дефектов;

- максимальных отклонений геометрических размеров свариваемых элементов от номинальных;

- влияния концентраторов напряжений сварных соединений;

- различия свойств сварного соединения и основного металла.

Гиб выполнен без сварных соединений, поэтому при расчете достаточно учесть только влияние среды.

Применительно к сварному соединению, расположенному на прямом участке трубопровода, необходимо учесть:

- влияние концентратора напряжений;

- влияние среды;

- различие свойств основного металла и сварного соединения;

- максимальное отклонение геометрических размеров свариваемых деталей от номинальных значений.

1.8.3.2. Влияние концентраторов напряжений учитывается следующим образом.

Сварные соединения выполнены в полном соответствии с требованиями /2,3/. Тип сварного соединения – стыковое с полным проплавлением без подкладного кольца (С-25-1).

Согласно /4,5/ для такого типа сварного соединения значение коэффициента концентрации напряжений K_σ не превышает значения 2,7. Это значение использовалось при дальнейшей оценке прочности.

1.8.3.3. В соответствии с /6-12/ влияние среды (теплоносителя) может приводить к существенному сокращению допускаемых чисел циклов нагружения по сравнению с результатами испытаний серий образцов на воздухе и в коррозионной среде при одинаковых условиях нагружения. "Нормы..." /13/ требуют в необходимых случаях учитывать влияние среды на базе представительных данных испытаний. В связи с отсутствием нормативных значений снижения числа циклов используем сведения из /6-12/, которые позволяют ограничиться значением коэффициента коррозионного снижения циклической прочности сварного соединения, не превышающим 2,8 при содержании кислорода в воде до 100 мкг/кг и серы в стали до 0,008%.

Уровень кислорода в теплоносителе в рассматриваемом примере не превышает 100 мкг/кг, а значение содержания серы в стали может достигать 0,025%. Ввиду отсутствия значения снижения числа циклов при данном содержании серы принимаем $\phi_{KN} = 2,8$.

1.8.3.4. Отличие свойств основного металла и сварного соединения учитывается следующим образом.

Допускаемую амплитуду напряжений для сварного соединения $[\sigma_{aF}]_S$ согласно "Норм..." /13/ определяют по формуле

$$[\sigma_{aF}]_S = \phi_S [\sigma_{aF}],$$

где $[\sigma_{aF}]$ - амплитуда допускаемых условных упругих напряжений, определяемая по расчетной кривой усталости или соответствующей формуле для основного металла при заданном числе циклов;

φ_s - коэффициент, зависящий от вида сварки, свариваемых материалов и термообработки после сварки.

Для ручной электродуговой сварки электродами УОНИИ-13/55, используемых в рассматриваемом случае, значение $\varphi_s = 0,8$ согласно таблице 5.8 "Норм..." /13/.

1.8.3.5. Влияние максимально возможных отклонений геометрических размеров свариваемых элементов от номинальных размеров учитывается следующим образом.

При сварке труб с одинаковыми номинальными размерами может иметь место как разностенность, обусловленная допусками на толщину стенки (в рассматриваемом случае от +20% до - 5%), так и различие в наружных диаметрах (в данном случае от + 1,25% до - 1,0%). Влияние этих факторов может приводить к дополнительному увеличению напряжений в зоне сварного соединения.

Рассмотрено влияние отклонений от номинальных размеров труб диаметром 426мм и толщиной стенки 24 мм, изготовленных согласно ТУ 14-3-460-75, на распределение напряжений в зонах сварных соединений. Сварные соединения выполнены согласно требованиям /2/ и /3/. Согласно ТУ 14-3-460-75 отклонения от номинальных размеров составляют :

- | | |
|---------------------|------------------|
| - на толщину стенки | +20% (4.80 мм) |
| | -5% (1.20 мм) |
| - на диаметр | +1.25% (5.33 мм) |
| | -1% (4.26 мм). |

При этом $D_{\min} = 421.74$ мм, $h_{\min} = 22.80$ мм, $D_{\max} = 431.33$ мм, $h_{\max} = 28.80$ мм.

Отклонения от номинальных размеров труб может привести к смещению рассматриваемых кромок сварных швов. Наихудший вариант такого смещения приведен на рисунке 1. В разделе 12 /2/ изложены требования, предъявляемые к конструкционным формам сварных соединений. Согласно этому разделу для обеспечения минимального смещения кромок с внутренней стороны соединения рекомендуется выполнять цилиндрическую калибровку (расточку, раздачу) концов труб. При этом в разделе 11 /3/ регламентируются допускаемые смещения кромок в стыковых соединениях:

- в собранных под дуговую сварку стыковых сварных соединениях одинаковой номинальной толщины, не подлежащих механической обработке после сварки в зоне швов , смещение кромок (несовпадение поверхностей соединяемых деталей) со стороны выполнения сварки не должны превышать величины $0.1S + 0.5$ (для труб 426×24 составляет 2.9 мм).

- допускаемое смещение (несовпадение) внутренних кромок в стыковых сварных соединениях с односторонней разделкой устанавливается чертежами, техническими условиями или ПТД. При отсутствии этих требований в перечисленной документации указанное смещение может составлять до 12% номинальной толщины стенки свариваемых деталей, но не более 0.5 мм (для труб 426×24 составляет 0.5 мм).

На рисунке 2 показано рассматриваемое сварное соединение с максимально допустимыми в случае выполнения требований /2/ и /3/ отклонениями размеров от номинальных.

Влияние отклонений от номинальных размеров труб диаметром 426мм и толщиной стенки 24 мм на напряженно-деформированное состояние рассмотрено при действии на конструкцию только давления $p = 7$ МПа. При этом учитывалось, что выполнены требования /2/ и /3/ по минимизации смещений кромок свариваемых элементов (рисунок 2).

Расчет проводился по аттестованной программе CAN 2.0. Для проверки сходимости решения выбирались различные параметры конечно-элементной сетки и показано что сходимость решения обеспечена.

По результатам расчета сварного соединения с учетом отклонений от номинальных размеров определено, что максимальные осевые и кольцевые напряжения (сечение А- А на рисунке 2), равные 35 МПа и 60 МПа, превышают на 18% и 2% соответственно напряжения, полученные без учета отклонений от номинальных размеров , которые соответственно равны 29.3 МПа и 58.6 МПа.

Анализ результатов расчета сварного соединения при минимально возможном диаметре трубы и соблюдении требований /2/ и /3/ (расчетную схему смотри на рисунке 3) показал, что разница осевых напряжений для сварных соединений, представленных на рисунках 2 и 3, не превышает 2 МПа.

Кроме внутреннего давления, на сварное соединение действуют усилия, вызванные самокомпенсацией рассматриваемого трубопровода. Эти усилия вызывают в сварном шве при расчете по номинальным размерам напряжения, равные

$$(\sigma)_{RK} = 2\sigma_a - \sigma_{\chi}^p = 2 \times 94 - 29,3 \approx 159 \text{ МПа},$$

где $\sigma_a = 94$ МПа (см. п.1.1.1);

$\sigma_{x^p} = 29,3$ (см. выше) – осевые напряжения от давления;
 $(\sigma)_{RK}$ – размах приведенных напряжений (от давления и температуры).
 Напряжения $(\sigma)_{RK}$ обратно пропорциональны толщине стенки трубопровода.

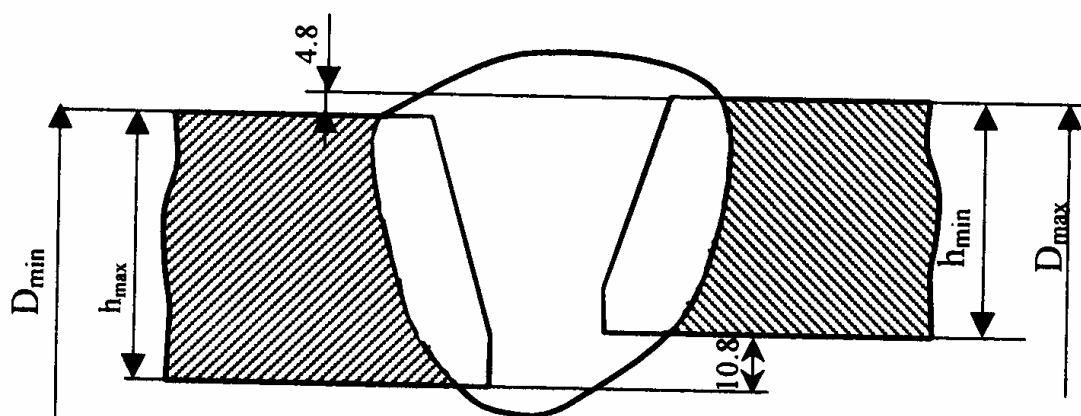


Рисунок 1. Максимально возможное смещение.

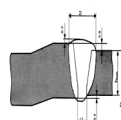


Рисунок 2. Максимально возможное смещение с учетом выполнения требований /2/ и /3/ (при максимальном значении наружного диаметра).

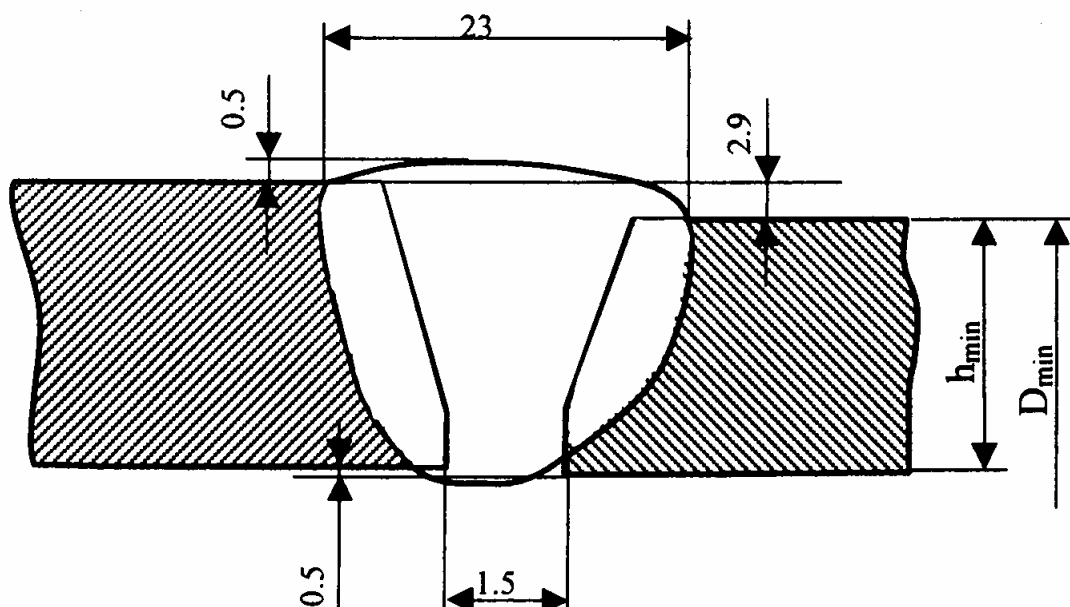


Рисунок 3. Максимально возможное смещение с учетом выполнения требований /2/ и /3/ (при минимальном значении наружного диаметра).

Учитывая величину отрицательного допуска на наружный диаметр (1%) от самокомпенсации, увеличение напряжений, вызванное уменьшением диаметра, составит от 1,6 МПа до 3,2 МПа, что соизмеримо с полученным выше значением напряжений, равным 2 МПа (см. анализ результатов расчета для рис 3). Поэтому влиянием отрицательного допуска на диаметр можно пренебречь.

Увеличение напряжений $(\sigma)_{RK}^I$, вызванное возможным утонением толщины стенки трубопровода в зоне сварного соединения, составит

$$(\sigma)_{RK}^I = (h_{ном} / h_{мин}) \times (\sigma)_{RK} = (24 / 22,8) \times 159 = 167 \text{ (МПа)}.$$

С учетом максимальных осевых напряжений от давления, равных 35 МПа (см. выше), получим максимально возможный размах напряжений в зоне сварного шва, вызванных рассматриваемыми отклонениями от номинальных размеров:

$$(\sigma)_{RK}^{max} = (\sigma)_{RK}^I + \sigma_X^{max} = 167 + 35 = 202 \text{ (МПа)},$$

что соответствует амплитуде напряжений, равной 101 МПа (на 7% больше, чем получено при проектном расчете по номинальным размерам). В случае отсутствия данных измерений толщины стенок расчет ведется исходя из полученных значений напряжений $\sigma_a = 101$ МПа (поскольку, как было показано выше, отклонения диаметра влияют на значения напряжений не существенно).

1.8.3.6. Расчет на циклическую прочность.

Согласно проектного расчета на прочность (п.1.1.1) максимальные значения номинальных амплитуд напряжений составляют: $[\sigma_{aF}] = 3039 \text{ кгс/см}^2$ (304 МПа) длягиба и 941 кгс/см^2 (94 МПа) для прямого участка, на котором расположено сварное соединение, а свойства металла не ниже гарантированных /1/.

Приняв, что эти максимальные приведенные напряжения равны осевым напряжениям, получим для прямого участка с учетом коэффициента концентрации значения для номинальных и возможных размеров рассматриваемого трубопровода:

$$(\sigma_{aF}) = K_6 (\sigma_a) = 2,7 \times 94 = 254 \text{ (МПа)} \text{ – при расчете по номинальным размерам;}$$

$$(\sigma_a) = K_6 (\sigma_a) = 2,7 \times 101 = 273 \text{ (МПа)} \text{ – возможные максимальные напряжения с учетом отклонения размеров.}$$

где $K_6 = 2,7$ согласно п.1.8.3.2.

В связи с тем, что и длягиба, и для сварного шва полученные значения (σ_{aF}) превышают предел текучести стали 20, необходимо выполнить корректировку полученных значений по формуле 5.8 “Норм...” /13/.

С учетом этой корректировки с использованием допущений, разрешенных “Нормами ...” /13/, и учитывая, что свойства металла шва не ниже свойств основного металла /1/, принимая в расчете $R_{pe} = R_{p0.2}^{T=170} = 208 \text{ МПа}$ и $v = 0$,

получим:

$$- (\sigma_{aF}) = 326 \text{ МПа длягиба;}$$

$$- (\sigma_{aF}) = 259 \text{ МПа для сварного соединения с номинальными размерами;}$$

$$- (\sigma_{aF}) = 273 \text{ МПа для сварного соединения с возможными отклонениями размеров от номинальных.}$$

При расчете на циклическую прочность используем кривые усталости, приведенные на рис.5.5. “Норм...” /13/.

В данном случае имеем следующие минимально гарантируемые механические свойства металла:

$$R_{p0.2}^T = 208 \text{ МПа; } R_m^T = 373 \text{ МПа;}$$

$$z^T = 38\%; E = 191 \text{ Па; } R_{p0.2}^T / R_m^T = 208/373 = 0,56,$$

что соответствует данным, для которых построена кривая усталости на рис.5.5. “Норм...” /13/, при условии корректировки амплитуды напряжений на величину, равную отношению модуля упругости, используемого при построении кривой усталости, к фактическому.

$$\text{Это отношение равно } 1,95 \times 10^5 / 1,91 \times 10^5 = 1,02.$$

Значение амплитуды напряжений для сварного шва должно быть увеличено с учетом ϕ_S , то есть

$$(\sigma_{aF})_S = (\sigma_{aF}) / \phi_S = 259 / 0,8 = 324 \text{ МПа – для сварного соединения с номинальными размерами;}$$

$$(\sigma_{aF})_S = (\sigma_{aF}) / \phi_S = 273 / 0,8 = 341 \text{ МПа - для сварного соединения с возможными отклонениями размеров от номинальных,}$$

где $\phi_S = 0,8$ – см. п.1.8.3.4.

Анализ действующих напряжений в гибе и сварном соединении на прямом участке трубопровода показывает, что максимальное значение амплитуды напряжений достигается в гибе и равно 326 МПа (см. выше) в случае, если размеры номинальные.

В случае возможных отклонений размеров от номинальных циклическую прочность трубопровода определяет не гиб, а сварное соединение с амплитудой, равной 341 МПа.

С учетом корректировки на коэффициент 1,02 получим длягиба

$$[\sigma_{aF}] = 326 \times 1,02 = 332 \text{ МПа, которые дают значение } [N] = 10^3 \text{ циклов без учета влияния}$$

воздействия среды.

С учетом влияния воздействия среды (1.8.3.3) получим

$[N]_K = [N] / \varphi_{KN} = 10^3 / 2,8 = 360$ (циклов) с учетом проектного расчета на прочность.

Значение $[N]_K = 360$ циклов может быть уточнено применением формул 5.20 из "Норм..." /13/ вместо использования кривой усталости по рис. 5.5 из "Норм..." /13/.

Ввиду отсутствия расчета на сейсмические воздействия полученный результат следует консервативно откорректировать с учетом не превышения значения, равного 0,8, накопленной циклической повреждаемости. Тогда допустимое количество циклов составит $360 \times 0,8 = 288$ (циклов) с учетом проектного расчета на прочность.

Ожидаемое число циклов за 40 лет эксплуатации составит

$N_{\text{ожд}} = 1/3 \times N_{\text{проект}} + N_{\text{факт}} = 1/3 \times 300 + 45 = 145$ (циклов).

Таким образом получаем, что с учетом допустимого количества циклов (288 циклов) и ожидаемого количества циклов в период продления срока службы трубопровода питательной воды барабан - сепаратора (145 циклов) циклическая прочность гiba обеспечена.

При отсутствии результатов контроля толщин стенки в наиболее напряженном сварном соединении с учетом корректировки на коэффициент 1,02 (см. выше), получим с учетом возможных отклонений от номинальной толщины стенки в зоне сварного соединения значение $[\sigma_{aF}] = 341 \times 1,02 = 348$ МПа, которое дает значение $[N] = 960$ циклов без учета влияния воздействия среды /13/.

С учетом влияния воздействия среды (п.1.8.3.3) получим

$[N]_K = [N] / \varphi_{KN} = 960 / 2,8 = 340$ (циклов).

Значение $[N]_K = 340$ циклов может быть уточнено при использовании формул 5.20 "Норм..." /13/ вместо использования кривой усталости по рис.5.5. "Норм..." /13/.

Ввиду отсутствия расчета на сейсмические воздействия полученный результат следует консервативно откорректировать с учетом не превышения значения накопленной циклической повреждаемости, равного 0,8. Тогда допустимое количество циклов составит $340 \times 0,8 = 272$ (цикла) с учетом проектного расчета на прочность.

Таким образом, циклическая прочность трубопровода питательной воды на период продления срока службы обеспечена.

1.8.5. По результатам оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопровода принимается решение о возможности продления срока службы трубопровода на 10 лет при принятой модели эксплуатации.

Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода утверждено Главным инженером АЭС и направлено в Эксплуатирующую организацию, Научному руководителю эксплуатации атомных станций, Главному конструктору, Генеральному проектировщику и надзорный орган, в котором зарегистрирован трубопровод.

1.8.6. Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода приложено к паспорту трубопровода.

1.8.7. Результаты работ, полученные при оценке технического состояния и остаточного ресурса трубопровода внесены в базу данных о контроле, оценке, прогнозировании и управлении ресурсными характеристиками элементов энергоблока (КОПУР) АЭС.

При расчете остаточного ресурса трубопровода использовались следующие источники:

1. Отчет о НИР "Исследование состояния основного металла и сварных соединений трубопроводов первого блока Смоленской АЭС после 100 тысяч часов эксплуатации". М., ВНИИАЭС, НИКИЭТ, ИЦП МАЭ, 1999.

2. "Основные положения по сварке и наплавке узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок" ОП 1513-72, М., Энергоатомиздат, 1985.

3. "Правила контроля сварных соединений и наплавки узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок" ПК 1514-72, М., Энергоатомиздат, 1985.

4. Yung I.Y., Lawrence F.V. Analytical and graphical aids for the fatigue design of weldments, Fatigue fract engng mater. STRUCT. Vol. 8, 3, pp. 223-241. 1985.

5. В.И.Махненко, Р.Ю.Мосенкис. Расчет коэффициентов концентрации напряжений в сварных соединениях со стыковыми и угловыми швами. "Автоматическая сварка", № 8 (389), 1985.

6. В.М.Филатов, А.И.Громова, В.Г.Денисов, В.Г.Васильев. Методика длительных коррозионно-усталостных испытаний стали в водном теплоносителе. "Заводская лаборатория". № 4, 1982.

7. В.Г.Васильев и др. Установка для исследования длительной коррозионной усталости в водном теплоносителе. "Заводская лаборатория". № 10, 1985.

8. В.Г.Васильев и др. Малоцикловая усталость сталей 22 К, 08Х18Н10Т и их сварных соединений в водном теплоносителе. ФХММ, № 3, 1987.

9. В.М.Филатов, Л.В.Горынина. Усталостное разрушение конструкционных материалов в среде легководных реакторов (обзор). НИИ Информэнергомаш, Вып.86, 1983.

10. V.M.Filatov, A.V.Zelensky. Low Cycle Fatigue of Structural Materials in Water Operating Environments. Proc. of The Third International Atomic Energy Agency Specialists Meeting on Subcritical Crack Growth, Moscow, May 14-17, 1990. NUREG/CP-0112, ANL-90-20, vol 1, p.215-222.

11. S.Majamdar, O.H.Chopra, W.J.Shack, Interim Fatigue Design Curves for Carbon, Low-Alloy and Austenitic Stainless Steels in LWR Environments, Meeting minutes for January 25, 1993. PVRC Working Group on S-N Curve Data, USA, Las Vegas.

12. Ware A.G., Morton D.K., Nitzel M.E. 1995 Application of NUREG/CR 5999 Interim Fatigue Curves to Selected Nuclear Power Plant Components. NUREG/CR – 26660, INTEL – 95/0045.

13. "Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" ПН АЭ Г-7-002-86. М., Энергоатомиздат, 1989.

Утверждаю
Главный инженер
АЭС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ по результатам анализа технической документации

На основе анализа технической документации (Приложение 1) на трубопровод **системы питательной воды (реакторное отделение) барабан-сепаратора** установлено нижеследующее:

1. Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" и технических условий ТУ 14-3-460-75 согласно проекту №..., разработанному институтом "Гидропроект", из сборочных единиц, изготовленных **Белгородским заводом энергетического машиностроения**.

2. Трубопровод находился в эксплуатации с **30.10.79 г.** в соответствии с **технологическим регламентом** при рабочих параметрах:

давление, МПа(кгс/см²) **7(70)**, температура, °С **170**, рабочая среда **вода**

3. Сведения об исходных данных о трубопроводе, результатах контроля и технического освидетельствования, ремонте и реконструкции, отклонениях показателей качества теплоносителя от нормируемых значений, отказах и истории нагружения трубопровода приведены в Приложении 2.

4. Схема контроля трубопровода с указанием сварных соединений, опор, подвесок и фактической трассировки приведена в Приложении 3.

5. Наличие (комплектность) документации **комплектность документации соответствует требованиям Правил и Норм и руководящих документов**.

6. Полнота сведений, приведенных в документации **соответствует требованиям Правил и Норм и руководящих документов**.

7. Замечания по ведению документации **замечаний нет**.

Приложения¹:

1. Перечень проанализированной документации.
2. Комплект информационных карт.
3. Схема контроля трубопровода с указанием сварных соединений, опор, подвесок и фактической трассировки.

Заключение составили: (должность, Ф.И.О., дата)

Примечание

¹ - В примере не приводятся.

Утверждаю
Главный инженер
АЭС

РЕШЕНИЕ №...

о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода питательной воды (реакторное отделение) барабан – сепаратора энергоблока №...

На основе анализа технической документации, протоколов контроля состояния металла трубопровода, выписки из анализа прочности и расчетов на прочность трубопровода установлено нижеследующее:

1. Техническое состояние **трубопровода питательной воды (реакторное отделение) барабан – сепаратора - работоспособное**

2. Анализом прочности и расчетами на прочность обоснована безопасная эксплуатация **трубопровода питательной воды (реакторное отделение) барабан – сепаратора** в течение **10 лет** сверх назначенного в проектной документации срока службы при принятых условиях и режимах эксплуатации.

3. Трубопровод допускается к дальнейшей эксплуатации в течение **10 лет** при обеспечении требований регламента на его эксплуатацию без проведения дополнительных работ.

4. Срок следующей оценки технического состояния и остаточного ресурса **через 10 лет**.

Приложения:

1. Заключение по результатам анализа технической документации.
2. Протоколы контроля состояния металла трубопровода¹.
3. Выписка из анализа прочности и расчетов на прочность трубопровода¹.

Члены комиссии: (должность, Ф.И.О., дата)

Примечание

¹ - В примере не приводятся.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ
2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
3. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
4. ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

Приложение А - Информационная карта. Сведения об исходных данных о трубопроводе

Приложение Б - Информационная карта. Сведения о результатах контроля и технического освидетельствования

Приложение В - Информационная карта. Сведения о ремонте и реконструкции трубопровода

Приложение Г - Информационная карта. Сведения об отклонениях показателей качества теплоносителя от нормируемых показателей

Приложение Д - Информационная карта. Сведения об отказах трубопровода

Приложение Е - Информационная карта. Сведения об истории нагружения трубопровода

Приложение Ж – Форма заключения по результатам анализа технической документации

Приложение И – Форма решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода

Приложение К- Оценка технического состояния и остаточного ресурса трубопровода питательной воды барабан-сепаратора РБМК-1000 (ПРИМЕР)

Гост применим к оборудованию неразрушающего контроля.