РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
«ЕЭС России»

ОТРАСЛЕВАЯ СИСТЕМА ИНДИВИДУАЛЬНОГО МОНИТОРИНГА ПОВРЕЖДЕНИЙ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЦЕНТРОВ «ЖИВУЧЕСТЬ СТАРЕЮЩИХ ТЭС»

Система нормативно-технических документов

РД 153-34.0-20.605-2002

Москва 2002 г.

gost.e-ecolog.ru

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ
И ПРОМЫШЛЕННЫЙ
НАДЗОР РОССИИ
(ГОСГОРТЕХНАДЗОР РОССИИ)

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель начальника Управления по котлонадзору и надзору за подъемными сооружениями

Н.А. Хапонен

«8» 05 2002 г.

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
«ЕЭС России»

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Председателя Правления
РАО «ЕЭС России»

В.П. Воронин

«14» 05 2002 г.

ОТРАСЛЕВАЯ СИСТЕМА ИНДИВИДУАЛЬНОГО МОНИТОРИНГА ПОВРЕЖДЕНИЙ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЦЕНТРОВ «ЖИВУЧЕСТЬ СТАРЕЮЩИХ ТЭС»

Система нормативно-технических документов

РД 153-34.0-20.605-2002

ОТРАСЛЕВАЯ СИСТЕМА ИНДИВИДУАЛЬНОГО МОНИТОРИНГА ПОВРЕЖДЕНИЙ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЦЕНТРОВ «ЖИВУЧЕСТЬ СТАРЕЮЩИХ ТЭС»

Система нормативно-технических документов

РД 153-34.0-20.605-2002

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

Сопредседатель МКС «Живучесть стареющих ТЭС», Советник Председателя правления РАО «ЕЭС России»	А.Я. Копсов
Начальник Департамента Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций РАО «ЕЭС России»	М.И. Чичинск
Первый заместитель начальника Департамента научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России»	А.П. Ливинск
Заместитель Генерального директора АООТ «ВТИ»	В.Ф. Резински
Главный инженер ОАО «Фирма ОРГРЭС»	В.А. Купченк
Руководитель Отраслевой Службы «Живучесть ТЭС»	Ю.Л. Израиле

РАЗРАБОТАН:

Межотраслевым Координационным Советом, Отраслевой Службой, Костромским филиалом ВТИ, отраслевой лабораторией «Живучесть ТЭС» совместно с одноименными региональными центрами (Костромская, Рязанская, Ставропольская, Березовская ГРЭС, Тюменьэнерго, Хабаровскэнерго, Башкирэнерго).

ИСПОЛНИТЕЛИ:

МКС «Живучесть ТЭС»: О.В. Бритвин, В.П. Воронин, М.А. Гаврилова, А.Ф. Дьяков, И.Ш. Загретдинов, Ю.Л. Израилев, А.Я. Копсов, А.П. Ливинский, В.К. Паули.

ГОСГОРТЕХНАДЗОР РОССИИ: Н.А. Хапонен (член МКС «Живучесть ТЭС»).

Отраслевая Служба «Живучесть ТЭС»: В.Н. Куликов, А.Л. Лубны-Герцык, Л.Б. Меерович, В.М. Трубачев.

ВТИ: А.В. Беляков, А.Н. Горбачев, Н.В. Ляховецкая, С.Ш. Пинтов, Ю.С. Шилова, А.З. Штерншис.

УРАЛ ВТИ: Ю.В. Балашов.

ИНЭП ХФ РАН: Н.Г. Березкина, И.О. Лейпунский.

НПО ЦНИИТМАШ: М.Г. Кабелевский.

ЗАО «Прочность МК»: Н.И. Каменская.

Фирма ОРГРЭС: Д.Б. Дитяшев, В.А. Калатузов, В.С. Халюзов, Ю.Ю.Штромберг.

Костромская ГРЭС: Н.Н. Балдин, Ю.Н. Богачко, В.Ф. Быстров, Ю.В. Боровков, В.В. Великороссов, Н.В. Егоров, В.А. Ерофеев, И.В. Зубов, А.К. Крупин, В.Я. Кузнецов, А.П. Куражев, А.М. Куражева, Н.А. Малов, В.Е. Назаров, Ю.Г. Потапович, Г.В. Румянцев, В.Г. Смирнов, В.Д. Смирнов, О.Е. Таран.

Костромской филиал ВТИ: Е.А. Антонов, А.Ю. Анхимов, А.Е. Бучин, О.В. Бучина, П.В. Горский, Н.В. Дубова, И.В. Железов, В.К. Ивлиев, С.И. Клойзнер, Д.В. Костиков, Н.В. Лапшин, А.Ю. Пьянзин, Е.А. Савина, И.Н. Смирнова, А.В. Филиппенко, А.Н. Фокин, А.А. Шкуратов.

Рязанская ГРЭС: А.В. Баукин, О.Ю. Гурылев, Е.И. Заворотнов, О.А. Картинская, В.Ф. Котельников, В.В. Морозов, М.Ю. Половникова, Ф.Ф. Сергеев, В.И. Чуйков, Н.Г. Шепталина.

Ставропольская ГРЭС: П.П. Аханов, Ю.И. Криворучко, В.И. Поливанов, М.А. Филаретов, В.Ф. Червонный.

Тюменьэнерго: Ю.А. Букин, В.О. Витман, В.Е. Новиков.

Березовская ГРЭС: С.И. Миллер, С.А. Райхель.

Хабаровскэнерго: Л.А. Гуляев.

Башкирэнерго: К.В. Вдовин, К.В. Петров, Г.И. Рассохин.

ООО НПФ «Живучесть – 3»: А.В. Смердов, М.А. Целиков.

ЮжОРГРЭС: О.М. Чеботарев.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
РД 153-34.0-20.605-2002. Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». Основные положения и правила, структура	6
1 Общие положения	6
2 Основы концепции «Живучесть стареющих ТЭС»	7
3 База данных и знаний	8
4 Метрологические основы, нормы и правила	8
5 Технологические основы, нормы и правила	9
6 Нормативно-организационная база	12
7 Структура отраслевой системы	13
ПРИЛОЖЕНИЯ:	15
I Живучесть ответственных элементов (узлов, компонентов) турбины	17
Приложение 1. РД 153-34.0-20.605-2002-01ир. Роторы паровых турбин ТЭС. Интерактивная система контроля и определения категорий опасности	19
Приложение 2. РД 153-34.0-20.605-2002-02ур. Роторы паровых турбин ТЭС. Технология ультразвукового контроля центральной полости	44
Приложение 3. РД 153-34.0-20.605-2002-03мр. Роторы паровых турбин ТЭС. Мониторинг микроструктуры внутренней поверхности центральной полости.	48
Приложение 4. РД 153-34.0-20.605-2002-04кт. Стальные литые корпуса цилиндров турбины и крупной паропроводной арматуры ТЭС. Технология контроля трещиностойкости, восстановления и контроля живучести	50
Приложение 5. РД 153-34.0-20.605-2002-05ил. Лопатки паровых турбин ТЭС. Интерактивная система восстановления и контроля живучести по технологии «ЭИЛ-кольчуга»	58
II Живучесть паропроводов	71
Приложение 6. РД 153-34.0-20.605-2002-06иг. Паропроводы ТЭС. Интерактивная система контроля и определения категории опасности прямых труб и гибов паропроводов, эксплуатируемых в условиях ползучести	73
Приложение 7. РД 153-34.0-20.605-2002-07рк. Котлы и паропроводы ТЭС. Регламент контроля элементов, выработавших парковый ресурс	102
Приложение 8. РД 153-34.0-20.605-2002-08мт. Паропроводы ТЭС. Технология определения микроповрежденности металла по микротвердости отобранных образцов	104
Приложение 9. РД 153-34.0-20.605-2002-09ип. Трубопроводы пароводяного тракта ТЭС. Испытания после выполнения сварочных работ в процессе ремонта	108
III Живучесть зданий и сооружений	111
Приложение 10. РД 153-34.0-20.605-2002-10зс. Здания и сооружения ТЭС. Определение категорий опасности для железобетонных конструкций стареющих ТЭС	113
IV Технологии контроля живучести ответственных элементов энергооборудования, зданий и сооружений	119
Приложение 11. РД 153-34.0-20.605-2002-11ао. Энергооборудование, здания и сооружения ТЭС. Технология неразрушающего контроля. Метод ДАО	121
Приложение 12. РД 153-34.0-20.605-2002-12вт. Энергооборудование, здания и сооружения ТЭС. Технология вихретокового контроля повреждаемых поверхностей	128

Приложение 13. РД 153-34.0-20.605-2002-13вк. Энергооборудование, здания и сооружения. Технология получения видеоизображений повреждаемых поверхностей 130
Приложение 14. РД 153-34.0-20.605-2002-14мм. Энергооборудование, здания и сооружения ТЭС. Технология контроля микроповреждений металла с помощью мобильного компьютерного микроскопа 134

V Информационно-справочные документы 139

Приложение 15. РД 153-34.0-20.605-2002-15сн. Структура номеров для обозначений нормативно-технических документов 141
Приложение 16. РД 153-34.0-20.605-2002-16па. Общие правила аккредитации энергопредприятий в отраслевой системе «Живучесть ТЭС» и аттестации специалистов на право проведения работ по контролю, определению и восстановлению живучести 142
Приложение 17. РД 153-34.0-20.605-2002-17од. Основополагающие и распорядительные документы отраслевой системы «Живучесть стареющих ТЭС» 148
Приложение 18. РД 153-34.0-20.605-2002-18ру. Реестр участников (региональных центров) отраслевой системы «Живучесть ТЭС» 172
Приложение 19. РД 153-34.0-20.605-2002-19бз. База знаний. Общие сведения об объектах 173
Приложение 20. РД 153-34.0-20.605-2002-20пл. Правила передачи технологий в региональные центры 182
Приложение 21. РД 153-34.0-20.605-2002-21ио. Информационное обеспечение 187

Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». Основные положения и правила, структура	РД 153-34.0-20.605-2002

Срок действия установлен
с 01.01.02

Настоящий отраслевой Руководящий документ (далее РД) распространяется на ответственные элементы турбин, котлов, паропроводов, зданий и сооружений ТЭС – региональных центров (далее РЦ), входящих в Отраслевую Систему «Живучесть стареющих ТЭС» (далее ОС «Живучесть ТЭС»).

РД регламентирует требования к технологиям контроля, восстановления и определения живучести указанных элементов.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 На современном этапе большинство энергоблоков, работающих на электростанциях России, выработало назначенный при проектировании ресурс. Из-за отсутствия инвестиций их оборудование, как правило, не может быть заменено новым. Эффективный ремонт и надежная эксплуатация энергоблоков возможны только при условии получения достоверных знаний о состоянии оборудования, зданий и сооружений, а также о типичных повреждениях в наиболее напряженных элементах оборудования и конструкций ТЭС.

1.2 На электростанциях России, включенных в промышленный эксперимент и входящих в ОС «Живучесть ТЭС», в течение длительного времени проводятся работы по накоплению и систематизации, разработке и совершенствованию методов диагностики оборудования и восстановления его живучести. Результаты этой работы нашли отражение в ряде нормативных документов и циркуляров.

1.3 Для решения проблемы совершенствования системы ресурсосбережения и обеспечения живучести ТЭС, во исполнение приказа РАО «ЕЭС России» № 126 от 20.03.2001, была разработана отраслевая система нормативно-технических документов «Живучесть ТЭС» (далее ОСД).

1.4 Метролого-технологический и нормативный аудит, руководство и авторский надзор за качеством освоения ОСД осуществляют: Межотраслевой координационный Совет (далее МКС), Отраслевая Служба «Живучесть ТЭС» (далее ОТС), Костромской филиал ВТИ, отраслевая лаборатория ВТИ «Живучесть ТЭС» совместно с Госгортехнадзором РФ.

1.5 ОСД устанавливает порядок работ по контролю, определению и восстановлению живучести элементов оборудования в течение всего жизненного цикла вплоть до полного исчерпания индивидуального ресурса и замены соответствующих элементов.

1.6 Положения настоящего РД обязательны как для РЦ, определенных Приказом РАО «ЕЭС России» от 20.03.2001 №126, так и для привлеченных к работам на РЦ ремонтных, проектных и монтажных организаций независимо от организационно-правовых форм и форм собственности.

1.7 При выполнении контроля, восстановления, определения живучести элементов оборудования в полном соответствии с данным РД решение о продлении срока службы утверждается МКС «Живучесть ТЭС» или ОТС «Живучесть ТЭС». Если таким элементом является ротор, то требуется дополнительное утверждение в ВТИ. В тех случаях, когда допущены отклонения от требований данного РД, решение утверждается также «Департаментом стратегии научного развития» РАО «ЕЭС России».

1.8 На основании настоящей ОСД допускается разработка производственных нормативных документов (РД, инструкций) по контролю, восстановлению и определению живучести элементов энергооборудования для отдельных РЦ. Эти нормативные документы утвер-

ждаются МКС или ОТС «Живучесть ТЭС» и техническим руководителем соответствующего предприятия. Они подлежат пересмотру не реже одного раза в пять лет.

1.9 Безопасность проведения работ обеспечивается выполнением общих требований отраслевых нормативных документов «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» [3.92][1)], «Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями» [3.93], а также специальных требований, определенных разработчиками технологий и технических средств в сопроводительной документации.

2 ОСНОВЫ КОНЦЕПЦИИ «ЖИВУЧЕСТЬ ТЭС»

2.1 В основу ОС «Живучесть ТЭС» положено направление ресурсосбережения, которое реализуется путем периодического восстановления живучести эксплуатируемого оборудования, зданий и сооружений ТЭС.

2.2 Термин «живучесть» характеризуется как свойство – способность ответственных элементов оборудования ТЭС, содержащих исходные и развивающиеся в процессе эксплуатации повреждения, реализовывать свое предназначение в пределах проектного, паркового и индивидуального срока жизни при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

2.3 Основными научно-техническими направлениями деятельности ОС «Живучесть ТЭС» являются:

- увеличение паркового, группового и индивидуального ресурса (предела живучести) ответственных элементов энергооборудования ТЭС на базе новых научно-технических методов определения конструкционной прочности с учетом результатов проведения сверхдлительных испытаний, накопленного банка данных о повреждениях и сроках надежной эксплуатации без повреждений;
- восстановление ресурса наиболее ответственных элементов энергооборудования путем реализации разработок (периодического удаления тонкого поверхностного слоя, накопившего микроповреждения в роторах, полного или частичного удаления трещиноватых зон в корпусах), не требующих больших материальных и трудовых затрат, выполняемых на ТЭС, а в отдельных случаях и в специализированных ремонтных предприятиях;
- разработка и систематическое совершенствование методов и средств контроля живучести на базе современных диагностических систем и вычислительной техники (резонансного, электропотенциального, ДАО, телевизионного, микроструктурного мониторинга и др.);
- тестирование и совершенствование технологий контроля и восстановления живучести основных элементов энергооборудования на отраслевом метролого-технологическом комплексе (ОМТК).

2.4 Структурно-техническое и организационное обеспечение ОС «Живучесть ТЭС» состоит из следующих основных частей:

- метрологической (системы эталонов, образцов и атласов микроповреждений и макродефектов);
- базы знаний (компьютерной и в виде монографий, диссертаций и изобретений);
- отраслевого метролого-технологического комплекса (ОМТК), позволяющего тестировать и совершенствовать применяемые ОС технологии в процессе испытаний до разрушения роторов, труб, гибов и сварных соединений паропроводов, литых корпусов турбин и паропроводной арматуры и крупных крепежных деталей;
- технологической (технологии и технологические комплексы для контроля, восстановления и определения живучести ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений);

[1)] Здесь и далее по тексту обозначением X.X (X – цифра) условно указаны подкатегории данной категории опасности.

нормативной (ГОСТы, ОСТы, руководящие документы, методические указания, методические рекомендации, инструкции, циркуляры);

интерактивных нормативов (компьютерные нормативные технологии, позволяющие качественно увеличить достоверность принимаемых решений).

2.5 Элементы оборудования, зданий и сооружений допускаются к дальнейшей эксплуатации, если по результатам контроля, расчетов и экспертизы они удовлетворяют требованиям правил технической эксплуатации (ПТЭ), нормативной документации, разработанной ОС, и другой действующей нормативно-технической документации.

2.6 Реализация изложенной концепции «Живучесть ТЭС» позволяет контролировать ситуацию с лавинообразным старением оборудования, обеспечивать безопасность эксплуатации, увеличивая сроки до полной замены оборудования ТЭС, и, тем самым, получить выигрыш во времени, необходимый для создания прогрессивных типов энергооборудования и накопления ресурсов для ввода новых мощностей.

2.7 ОС предусматривает взаимодействие с РЦ на основе их аккредитации в ОТС «Живучесть ТЭС».

2.8 Систематический контроль, метролого-технологический аудит аккредитованных РЦ осуществляется ведущими специалистами ОТС «Живучесть ТЭС», в т.ч. силами выездных бригад, непосредственно участвующих в контроле, восстановлении и определении живучести оборудования, зданий и сооружений, содействующих эффективному освоению новых технологий ОТС.

2.9 Ответственность за организацию проведения контроля повреждаемых элементов оборудования, зданий и сооружений, выполняемого в соответствии с ОСД, возлагается на технического руководителя организации – владельца оборудования.

2.10. Изменения в ОСД, кроме ОСД, указанной в п. 2.11, дополнения к ней, осуществляются в виде совместных решений РАО «ЕЭС России», Госгортехнадзора РФ и соответствующей организации, регламентирующей нормативную деятельность по зданиям и сооружениям ТЭС.

2.11 В ОСД «Живучесть ТЭС» по турбоагрегатам и турбинному оборудованию РАО «ЕЭС России» вносит изменения и дополнения самостоятельно.

3 БАЗА ДАННЫХ И ЗНАНИЙ

Исторически первой системой, обобщившей почти двадцатилетний опыт исследований по живучести оборудования ТЭС, явился компьютерный банк данных о повреждениях наиболее ответственных элементов этого оборудования, прежде всего литых корпусов и роторов турбин. Развитие этого банка было регламентировано приказом Минэнерго СССР №25а от 20.01.89 «О развитии межведомственного банка данных по повреждению ответственных элементов энергооборудования».

Современная база знаний по проблеме живучести ТЭС развернута и совершенствуется как компьютерная интерактивная энциклопедия, включающая метрологическую [1.1-1.28], технологическую [2.1-2.41] и нормативную [3.1-3.91] части.

4 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ, НОРМЫ И ПРАВИЛА

Метрологические основы, нормы и правила при контроле, восстановлении и определении живучести включают:

4.1 Систему образцов и эталонов макроповреждений и микродефектов, атласов этих повреждений; натурные элементы оборудования с характерными повреждениями; отраслевые компьютерные базы повреждений элементов оборудования, зданий и сооружений.

4.2 Систему физико-математических моделей, алгоритмов, точных и численных решений (для фактических условий нагружения в одномерной, двухмерной и трехмерной постановке) задач: нестационарной теплопроводности, упругости, пластичности (в т.ч. для конструкционных концентраторов), ползучести, механики разрушения (для стадий образования и

развития макротрещин), вибродиагностики трещин, электропотенциального и вихретокового отклика на трещиноподобные дефекты.

4.3 Систему метрологических аксиом, норм и правил создания экспертной части основ теории живучести путем соединения разнородных знаний о развитии повреждений в ответственных элементах оборудования, зданий и сооружений ТЭС.

4.4 Базу знаний «Живучесть ТЭС», содержащую утвержденную Минэнерго СССР и Академией Наук СССР основную концепцию живучести ТЭС; основы теории живучести и результаты реализации этой теории, представленные в монографиях (свыше 10), в изобретениях (свыше 50), в диссертациях по проблеме (свыше 10), в компьютерной одноименной энциклопедии.

4.5 Отраслевой метролого-технологический комплекс, действующий для совершенствования и тестирования технологий, норм и правил по контролю и восстановлению живучести ответственных элементов энергооборудования.

4.6 Одной из метрологических основ теории живучести является концепция категорий (мер) опасности. В соответствии с этой концепцией живучесть элементов энергооборудования, зданий и сооружений ТЭС обычно определяется следующими семью категориями опасности (***КО***):

- безопасная ситуация;
- незначительное ухудшение безопасной ситуации;
- слабо опасная ситуация;
- ситуация повышенной опасности;
- весьма опасная ситуация;
- значительный риск;
- возможность катастрофической аварии.

В зависимости от ***КО*** определяется предел живучести (остаточный ресурс) элемента энергооборудования, принимается решение о допустимом сроке эксплуатации до очередного контроля повреждений, устанавливается регламент этого контроля.

Достоверность определения ***КО*** оценивается с помощью коэффициентов достоверности (***КД***), которые изменяются от 0 до 100%.

5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ, НОРМЫ И ПРАВИЛА

5.1 Технологии ОС предназначены для контроля, восстановления и определения живучести ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров.

5.2 Содержание действующей части нормативных технологий, в основном, изложено в монографиях, в диссертациях, в нормативных документах и инструкциях для пользователей, а также в должностных инструкциях и положениях о лабораториях измерения дефектности оборудования (ЛИДО), об отраслевом цехе «Отраслевой метролого-технологический комплекс» (ОМТК), утвержденных РАО «ЕЭС России». Полное изложение технологий, в связи с весьма большим объемом информации, записано на электронном носителе и является приложением к данному РД, входящим в компьютерную энциклопедию.

РЦ и другие энергопредприятия могут приобретать технологии на основе лицензионного договора, форма которого приведена в Приложении 20.

Ниже кратко охарактеризованы нормативные технологии и технологические комплексы, входящие в ОСД «Живучесть ТЭС».

5.3 Технологии

5.3.1 *Микроструктурный мониторинг*

5.3.1.1 Технология микроструктурного мониторинга предназначена для непосредственного определения меры микроповреждения, выраженной через значения категорий опасности (***КО***) и коэффициентов достоверности (***КД***), в ответственных элементах оборудования ТЭС.

4.3.1.2 Основными частями технологии микроструктурного мониторинга являются:

- процесс и устройство для получения шлифов на поверхности наиболее повреждаемых, информативных зон ответственного оборудования;
- процесс компьютерного сканирования портретов микроструктуры;
- технология получения отпечатков-реплик микроструктуры;
- технология получения микрообразцов, позволяющих на «живом» металле, не только с поверхности, но и по толщине поверхностного слоя определять меру микроповреждения;
- система программных средств и компьютеризированных оптических (световых) и электронных установок, в т.ч. мобильного компьютерного микроскопа для определения ***КО*** и ***КД*** по микроструктурному признаку.

5.3.1.3 Определение опасных, наиболее повреждаемых зон, где необходимо делать шлифы и/или выбирать микрообразцы, производится на основе анализа опыта эксплуатации оборудования и с помощью технологий неразрушающего контроля: вихретоковой, видео, ДАО - по аммиачному отклику, ультразвуковой.

5.3.1.4 Микроструктурный мониторинг обеспечивает необходимую достоверность выявления микроповреждений при характерных размерах дефектов 1 мкм и более.

5.3.1.5 Информация, необходимая для реализации технологии микроструктурного мониторинга элементов оборудования приведена в Приложениях 1, 6 и 14.

5.3.2 *Вихретоковый контроль*

5.3.2.1 Вихретоковый контроль предназначен для выявления макродефектов, выходящих на контролируемую поверхность металлических элементов оборудования, зданий и сооружений.

5.3.2.2 Технология предусматривает использование системы датчиков для контроля элементов из магнитных и немагнитных сталей и сплавов, а также элементов, содержащих труднодоступные конструкционные концентраторы, в т.ч. тепловые канавки, придисковые галтели, центральные полости роторов турбин и пазы дисков под лопатки.

5.3.2.3 Вихретоковый контроль позволяет выявить макродефекты без удаления окалины и продуктов коррозии.

5.3.2.4 Информация, необходимая для реализации вихретоковой технологии приведена в Приложении 12.

5.3.3 *Технология восстановления живучести лопаток паровых турбин методом электроискрового легирования*

5.3.3.1 Технология предназначена для контроля и восстановления живучести лопаток, роторов среднего и низкого давления (РСД и РНД) паровых турбин, подвергающихся повреждениям в процессе эксплуатации вследствие эрозионно-коррозионного износа под воздействием потоков влажного пара.

5.3.3.2 Технология предусматривает восстановление живучести лопаток путем нанесения в зонах износа защитно-упрочняющих покрытий методом электроискрового легирования (ЭИЛ – кольчуга).

5.3.3.3 Интерактивная система контроля и восстановления живучести лопаток по технологии «ЭИЛ – кольчуга» описана в Приложении 5.

5.3.4 *Технология восстановления и контроля живучести литых корпусов турбин и крупной паропроводной арматуры*

5.3.4.1 Технология предназначена для выявления трещиноподобных дефектов в литых корпусах цилиндров паровых турбин и корпусах клапанов высокого и среднего давления, литых корпусов паропроводной арматуры.

5.3.4.2 Технология предусматривает восстановление живучести корпусных элементов как содержащих неглубокие трещиноватые зоны, так и имеющих сквозные дефекты.

5.3.4.3 Информация, необходимая для реализации технологии контроля трещиноватости, восстановления и контроля живучести корпусных элементов турбин и паропроводной арматуры, приведена в Приложении 4.

5.3.5 ***Технология эксплуатации роторов высокого и среднего давления с инертным газом в центральной полости, в соответствии с циркуляром Ц-05-97(Т)***

5.3.5.1 Технология предназначена для содержащих центральные полости роторов высокого и среднего давления (РВД и РСД) всех типов турбин ТЭС.

5.3.5.2 Основными частями и этапами реализации технологии являются: конструктивные изменения пробок, устанавливаемых в торцевых частях РВД и РСД, для исключения проникновения паров обводненного масла в центральную полость ротора (ЦПР), периодическое (каждый капитальный ремонт) заполнение инертным газом ЦПР после контроля дефектности; герметизация РВД и РСД.

5.3.5.3 В условиях сочетания термомеханического циклического нагружения и ползучести эксплуатация РВД и РСД с инертным газом значительно замедляет процесс накопления микроповреждений в поверхностном слое. Это положение подтверждено результатами лабораторных исследований и многолетним (свыше 20 лет) опытом эксплуатации на Костромской ГРЭС роторов с инертным газом в ЦПР.

5.3.6 ***Видеотехнология контроля макроповреждений***

5.3.6.1 Видеотехнология предназначена для выявления макродефектов в ответственных элементах оборудования, зданий и сооружений.

5.3.6.2 Видеотехнология включает систему устройств для дистанционного и ручного сканирования, в т.ч. труднодоступных зон (центральная полость ротора, тепловые канавки, пазы дисков под лопатки, внутренние поверхности задвижек, трубопроводов, коллекторов и т.д.). Сканирование осуществляется с помощью цветной и черно-белой видеокамер или цифрового фотоаппарата.

5.3.6.3 Разрешающая способность видеотехнологии: протяженность макродефектов – 0.5 мм и более; раскрытие трещиноподобных дефектов – 0.1 мм и более.

Пределы применения: только дефекты, выходящие на контролируемую поверхность.

Информация, необходимая для реализации видео технологии контроля микроповреждений, приведена в Приложении 13.

5.3.7 ***Технология неразрушающего контроля методом аммиачного отклика детали (ДАО технология)***

5.3.7.1 ДАО – технология предназначена для выявления микро- и макронесплошностей в материалах элементов энергооборудования, зданий и сооружений при условии, если эти несплошности выходят на поверхность.

5.3.7.2 ДАО – технология основана на введении аммиака в дефекты, выходящие на контролируемую поверхность, и последующей регистрации его при выходе из дефектов.

5.3.7.3 Информация, необходимая для реализации ДАО – технологии, приведена в Приложении 11.

5.3.8 ***Технология контроля микроповреждений с помощью мобильного компьютерного микроскопа (МКМ - технология)***

5.3.8.1 МКМ – технология предназначена для выявления микроповреждений элементов котлов, паропроводов и турбин, а также металлических конструкций зданий и сооружений.

5.3.8.2 Использование МКМ – технологии позволяет как определить качество шлифов, подготовленных для снятия реплик, так и проводить исследование этих шлифов непосредственно на оборудовании.

5.3.8.3 МКМ – технология является неотъемлемой частью микроструктурного мониторинга живучести ответственных элементов энергооборудования, зданий и сооружений.

5.3.8.1 Информация, необходимая для реализации МКМ – технологии, приведена в Приложении 14.

5.4 Комплексы технологий

5.4.1 ***Технологический комплекс «Роторы паровых турбин»***

5.4.1.1 Технологический комплекс предназначен для контроля, восстановления и определения живучести роторов турбин ТЭС.

5.4.1.2 Комплекс «Ротор» включает: систему устройств для удаления окалины и восстановления живучести ротора в зонах конструкционных концентраторов (центральная полость, тепловые канавки, придисковые галтели, пазы дисков под лопатки, разгрузочные отверстия) путем удаления части поверхностного слоя толщиной 0.1-0.2 мм, содержащего микроповреждения; вихретоковую, видео, ДАО и ультразвуковую технологии контроля микроповреждений; технологию микроструктурного мониторинга, технологию герметизации центральной полости ротора для эксплуатации его с инертным газом; технологию в виде интерактивного норматива для определения остаточного ресурса ротора и продолжительности его эксплуатации до очередного капитального ремонта.

5.4.1.3 Описание технологий, входящих в комплекс «Роторы паровых турбин», приведено в Приложениях 1, 2, 3, 11, 12, 13, 14.

5.4.2 ***Технологический комплекс «Паропроводы»***

5.4.2.1 Комплекс предназначен для контроля макроповреждений и микродефектов прямых труб и гибов (далее «элементов») станционных паропроводов и паропроводов в пределах котла, эксплуатируемых в условиях ползучести с учетом воздействия опорно-подвесной системы.

5.4.2.2 Технологический комплекс включает: систему технологий для определения опасных зон, содержащих микроповреждения в элементах паропроводов (вихретоковые, ультразвуковые, ДАО-технологии, а также средства контроля и учета изменений овальности, минимальной толщины стенки гиба, скорости ползучести, "локальной" кривизны наружной поверхности – зоны экстремумов); систему средств для микроструктурного мониторинга (компьютерный мобильный микроскоп, реплики, микрообразцы); интерактивный норматив для определения категорий опасности и коэффициентов достоверности, характеризующих меру живучести элементов паропроводов.

5.4.2.3 Описание технологий, входящих в комплекс «Паропроводы», приведено в Приложениях 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14.

5.4.3 ***Технологический комплекс «Здания, сооружения ТЭС»***

5.4.3.1 Комплекс предназначен для мониторинга дефектности ответственных элементов зданий и сооружений ТЭС.

5.4.3.2 Комплекс включает: видео, ДАО, вихретоковую, ультразвуковую технологии; средства мониторинга уровня и режима грунтовых, подземных вод для обеспечения нормативного состояния зданий, сооружений путем проведения гидрогеологических режимных наблюдений; компьютерную базу паспортизации зданий, сооружений и атлас видеоизображений поврежденных элементов.

5.4.3.3 Описание технологий, входящих в комплекс «Здания, сооружения ТЭС», приведено в Приложениях 10, 11, 12, 13.

6 НОРМАТИВНО-ОРГАНИЗАЦИОННАЯ БАЗА

6.1 Нормативно-организационная база ОС «Живучесть ТЭС» включает:

- основополагающие и распорядительные документы Минэнерго СССР и РАО «ЕЭС России» (Приложение 17);
- отраслевую нормативно-техническую документацию на энергооборудование (Приложения 17 и 21);

- международные и национальные стандарты (Приложение 21);
- комплекс руководящих документов, устанавливающий правила и процедуры контроля, определения, восстановления живучести ответственных элементов зданий и сооружений ТЭС (Приложения 1-14);
- реестр Участников ОС «Живучесть стареющих ТЭС» - региональных центров «Живучесть ТЭС») (Приложение 18);
- справочную документацию, монографии, справочники, диссертации по контролю, определению, восстановлению живучести энергооборудования ТЭС (Приложение 21).

6.2 Разработку нормативных документов по контролю, определению, восстановлению живучести и внесение изменений в них осуществляет ОТС «Живучесть ТЭС».

6.3 Утверждение и публикацию руководящих и справочных документов, в т.ч. и на электронных носителях, осуществляет РАО «ЕЭС России» по представлению МКС «Живучесть ТЭС».

6.4 Нормативно - организационной основой реализации решений по контролю, восстановлению, определению живучести является база знаний, представленная в виде компьютерной энциклопедии.

Отраслевая нормативная система «Живучесть ТЭС» (ОСД) ориентирована в первую очередь на стареющие ТЭС, а в них на наиболее ответственные элементы оборудования, зданий и сооружений:

- роторы, диски, лопатки (в особенности последних ступеней) турбин;
- литые корпуса турбин и крупной арматуры;
- паропроводы;
- фундаменты агрегатов, потолочные плиты, колонны главного корпуса.

7 СТРУКТУРА ОТРАСЛЕВОЙ СИСТЕМЫ «ЖИВУЧЕСТЬ ТЭС»

7.1 Отраслевая система «Живучесть ТЭС» образована в соответствии с решениями РАО «ЕЭС России» (Приложение 17) и включает:

- Межотраслевой Координационный Совет (МКС), возглавляемый тремя сопредседателями;
- Отраслевую службу (ОТС), возглавляемую директором;
- Костромской филиал Всероссийского теплотехнического института (КФ ВТИ);
- Отраслевую лабораторию (ОЛ);
- Костромской филиал Ивановского государственного энергетического университета (Кф ИГЭУ);
- Отраслевой метролого-технологический комплекс (ОМТК);
- Оперативные выездные бригады;
- Региональные центры (РЦ) - участники системы.

7.2 Функции подразделений, входящих в структуру ОС «Живучесть ТЭС»

Подразделение	Функции подразделения
Межотраслевой Координационный Совет	Общее руководство, руководство работами по метрологии, проводящимися в рамках ОС «Живучесть ТЭС». Разработка, опубликование руководящих документов ОС «Живучесть ТЭС» и внесение в них изменений (при необходимости). Анализ и контроль эффективности деятельности ОС. Проведение выездных совещаний.
Отраслевая Служба	Оперативное руководство и реализация решений МКС. Консультации в сфере контроля, определения, восстановления живучести энергооборудования. Аккредитация региональных центров.
Костромской филиал Всероссийского теплотехнического института	Оказание методической помощи в вопросах, касающихся работ по контролю, определению, восстановлению живучести энергооборудования. Координация взаимодействия специалистов по живучести оборудования, зданий и сооружений и технологов энергопредприятий. Повышение квалификации персонала ТЭС.
Отраслевая лаборатория	Выполнение научно-исследовательских работ. Экспертиза документации и результатов работ по живучести, проводимых энергопредприятиями. Разработка новых технологий и специализированных технических средств.
Костромской филиал Ивановского государственного энергоуниверситета	Подготовка специалистов высшей квалификации и кандидатов технических наук для решения проблем по живучести стареющих ТЭС.
Отраслевой метролого-технологический комплекс	Проверка и совершенствование технологий. Промышленное освоение технологий в условиях ТЭС.
Оперативные выездные бригады	Проведение работ на объектах. Методическая помощь специалистам энергопредприятий.
Региональные центры (участники системы)	Внедрение правил и технологий отраслевой системы «Живучесть ТЭС» на энергопредприятиях.

ПРИЛОЖЕНИЯ

I ЖИВУЧЕСТЬ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ (УЗЛОВ, КОМПОНЕНТОВ) ТУРБИНЫ

Приложение 1 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Роторы паровых турбин ТЭС. Интерактивная система контроля и определения категории опасности**	РД 153-34.0-20.605-2002-01ир

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на цельнокованные роторы высокого и среднего давления (РВД и РСД) паровых турбин энергоблоков ТЭС мощностью 100 МВт и более и определяет технологии, периодичность и объемы контроля роторов, а также методы оценки их предела живучести (остаточного ресурса).

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 РД регламентирует порядок, периодичность и объем контроля повреждаемых элементов (зон) роторов турбин, эксплуатируемых в условиях ползучести (при температуре от 450°С и выше), при достижении ими проектного, паркового и индивидуального предела живучести.

1.2 РД регламентирует процесс контроля состояния отдельных элементов (зон) роторов, включая метрологию и технологию контроля, виды отчетной документации.

1.3 Настоящий РД разработан с учетом основных положений РД 153-34.1-17.421-98 (РД 10-262-98) [3.66] и РД 34.17.440-96 [3.67].

1.4 ***Принципиальной особенностью РД является его неотъемлемая связь с компьютерной информационно-экспертной системой, охватывающей ТЭС в целом.*** Это позволяет повышать достоверность получаемых решений по мере накопления результатов входного и эксплуатационного контроля, наполнения базы повреждений контролируемых зон ротора, отраслевой базы повреждений этих зон, а также по мере накопления результатов испытаний до разрушения ротора в отраслевом метролого-технологическом комплексе (ОМТК).

1.5 Положения РД подлежат обязательному выполнению всеми цехами, службами и отделами ТЭС, входящими в ОС «Живучесть ТЭС», которые обеспечивают контроль, эксплуатацию, подготовку к ремонту и ремонт роторов: лаборатория или служба металлов, котлотурбинный цех (КТЦ), цех централизованного ремонта (ЦЦР), производственно-технический отдел (ПТО) и др.

1.6 Периодический контроль роторов с использованием интерактивной (информационно-экспертной системы) осуществляют: Отраслевая служба «Живучесть ТЭС», лаборатория измерения дефектности оборудования (ЛИДО), ЦЦР, цех ОМТК Костромской ГРЭС и отдел живучести Рязанской ГРЭС (ОТЖ-РГРЭС), соответствующие службы других региональных центров. Преимущественно контроль проводится в период плановых ремонтов энергоблоков.

1.7 ПТО совместно с КТЦ организует учет температурного режима работы металла роторов, ведет учет среднегодовых температур эксплуатации, температурного режима пуска и останова энергоблоков, среднегодового давления перед соответствующими клапанами турбины, наработки, числа пусков из разных тепловых состояний и сведений о замене или перемещении роторов с одной турбины на другую и в резерв.

Средствами цеха АСУ осуществляется подсчет и передача в информационно-экспертную систему ежесуточных сведений о наработке энергоблоков.

Планирование ремонтов энергоблоков осуществляется в соответствии с результатами проведенного контроля, экспертизы и рекомендуемого регламента, по данным информационно-экспертной системы.

1.8 Результаты входного и эксплуатационного контроля роторов, полученные в соответствии с требованиями ранее действующих инструкций, могут использоваться при проведении экспертизы и определении возможности дальнейшей эксплуатации роторов.

1.9 Ответственность за выполнение контроля роторов возлагается на главного инженера ТЭС.

1.10 При положительных результатах диагностирования роторов, срок эксплуатации которых не превысил паркового ресурса, решение о допуске его в эксплуатацию принимает экспертно-техническая комиссия ТЭС (ЭТК ТЭС).

Возможность эксплуатации роторов при выработке паркового ресурса или неудовлетворительных результатах диагностирования определяется одной из специализированных организаций: ВТИ, ОРГРЭС, УралВТИ, Костромским филиалом ВТИ.

Окончательное решение о дальнейшей эксплуатации принимает ЭТК ТЭС. Решение ЭТК утверждается РАО «ЕЭС России».

1.11 В тексте РД приняты следующие сокращения и условные обозначения:

КО - категория опасности;
ΔКО - прибавка к результирующему значению ***КО***;
КД - коэффициент достоверности;
ВК - визуальный контроль;
УЗК - ультразвуковой контроль;
МПД - магнитопорошковая дефектоскопия;
ВТК - вихретоковый контроль;
ВДК - видео-контроль;
ДАО - аммиачный отклик детали;
КПМ - категория повреждения микроструктуры;
МА - микроструктурный анализ;
ММ - микроструктурный мониторинг;
П - расчетная поврежденность элемента ротора;
ЦПР - центральная полость (осевой канал) ротора.

2 ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ РОТОРОВ

2.1 При определении меры живучести роторов контролируются следующие повреждаемые элементы (зоны):

- центральная полость ротора (осевой канал);
- диски первых наиболее высокотемпературных ступеней РВД и РСД, включая пазы для крепления лопаток, обода, полотна, придисковые галтели, поверхности в районе разгрузочных отверстий;
- тепловые канавки концевых, диафрагменных и промежуточных уплотнений, расположенных в зоне ротора с температурой металла выше 400°С;
- полумуфты, включая отверстия под соединительные болты;
- упорные гребни;
- шейки;
- поверхность масляных уплотнений;
- остальная поверхность ротора.

2.2 Для контроля повреждаемых зон используются следующие технологии:

- визуальный контроль;
- видео-контроль;
- ультразвуковой контроль;
- магнитопорошковая дефектоскопия;
- вихретоковый контроль;
- аммиачный отклик детали (ДАО-контроль);
- микроструктурный мониторинг;
- измерение твердости;
- контроль биения полумуфт, шеек, гребней ротора;
- контроль дефектов упорных гребней;

- контроль дефектов шеек;
- контроль износа поверхности в зоне масляных уплотнений.

Объем и сроки проведения эксплуатационного контроля элементов (зон) роторов определяются в зависимости от их категорий опасности (см. раздел 4).

В качестве браковочного уровня при проведении дефектоскопического контроля принимается глубина поверхностных дефектов для любой зоны ротора – 1 мм, а для дефектов не выходящих на поверхность и выявляемых методами УЗК – значение эквивалентного диаметра 2 мм. Расчетные оценки для большинства типов роторов показали, что в дефектах таких размеров при всех плановых режимах эксплуатации турбин реализуется коэффициент интенсивности напряжений (КИН), не превышающий пороговые значения (К1п, К1ц) для роторных сталей. Возможность дальнейшей эксплуатации ротора с выявленными дефектами и ее продолжительность должны определяться расчетом времени до разрушения. Расчетами, выполненными ВТИ, ЛМЗ, ХЦКБ для многих типов роторов с использованием характеристик трещиностойкости, установлено, что время живучести, определенное как время развития трещины от браковочного уровня до допустимого размера, составляет не менее 30000 часов работы турбины в базовом режиме (не менее межремонтного периода). Такой подход также может быть применен при выработке ротором своего расчетного ресурса, но при отсутствии трещин.

Ниже приводится описание применяемых технологий контроля состояния роторов.

2.3 Визуальный контроль (ВК)

2.3.1 Визуальный контроль зон ротора проводится в целях выявления на поверхности легко обнаруживаемых дефектов. Технология визуального контроля регламентирована РД 34.17.440-96 [3.67].

Визуальный контроль поверхности проводится без применения увеличительных приборов до зачистки поверхности.

2.4 Видеоконтроль (ВДК)

2.4.1 Технология видеоконтроля и документирования состояния поверхности центральной полости ротора (ЦПР) используется как самостоятельный вид контроля, а также для уточнения природы дефектов, выходящих на поверхность и выявленных при ДАО, вихретоковом и ультразвуковом контроле. Изображение контролируемого участка поверхности ЦПР может быть задокументировано путем ввода видеоизображения в компьютер.

2.4.2 Технология реализуется в соответствии с РД 153-34.0-20.605-2002-13 вк (Приложение 13).

2.4.3 Видеоконтроль выполняется до и после зачистки ЦПР с помощью телевизионного смотрового прибора СПТ-2.

2.4.4 Подробное описание технологии видео-контроля ЦПР приведено в РД 153-34.0-20.605-2002-13 вк (Приложение 13).

2.5 Магнитопорошковая дефектоскопия (МПД)

2.5.1 Магнитопорошковая дефектоскопия зон ротора проводится перед УЗК в целях выявления поверхностных дефектов типа трещин, рыхлости и др.

2.5.2 Технология МПД реализуется в соответствии с ГОСТ 21105-75 [3.7] и Инструкцией по применению портативных намагничивающих устройств для проведения МПД деталей энергооборудования [3.38].

2.5.3 МПД выполняется после зачистки поверхности контролируемого элемента согласно требованиям [3.67].

2.5.4 МПД проводится в соответствии с [3.38] способом циркулярного намагничивания путем пропускания тока по контролируемой части изделия или продольного (полюсного) намагничивания электромагнитом.

2.5.5 Дефектные места могут быть выбраны шлифовальной машинкой и повторно проконтролированы МПД или травлением.

2.6 Вихретоковый контроль (ВТК)

2.6.1 Технология вихретокового контроля (ВТК) предназначена для выявления и измерения глубины трещин, выходящих на контролируемую (наружную или внутреннюю поверхность. ВТК регламентирована [3.67] и может использоваться в зависимости от ситуации наряду с МПД, УЗД, цветной дефектоскопией.

2.6.2 Технология ВТК обеспечивает получение результата с установленной погрешностью измерения при доверительной вероятности 0.9.

2.6.3 Основной особенностью технологии ВТК является возможность ее реализации без зачистки контролируемой поверхности (окалина, ржавчина и др.) или с грубой ее зачисткой. Почти не реагируя на такой фон, индикатор глубины трещин (ИГТ) создает отклик на трещины определенных размеров.

2.6.4 При ВТК центральной полости ротора вихретоковый датчик устанавливается на штангу, которая может перемещаться по длине полости и по окружности ее внутренней поверхности.

2.6.5 Подробное описание технологии вихретокового контроля приведено в РД 153-34.0-20.605-2002-12 вт (Приложение 12).

2.7 Контроль по аммиачному отклику детали (ДАО-контроль)

2.7.1 Контроль поверхности элементов ротора по ДАО-технологии реализуется в соответствии с РД 34.17.МКС.007-97 [3.65] и предназначен, наряду с МПД и цветной дефектоскопией, для обнаружения поверхностных дефектов (трещин, отдельных пор, цепочек пор, эрозионно-коррозионных повреждений и т.п.).

2.7.2 При шероховатости контролируемой поверхности R_z = 40 мкм уровень чувствительности контроля обеспечивает выявление трещиноподобных дефектов с раскрытием более 1 мкм, глубиной более 0.3 мм, протяженностью более 0.3 мм, а также отдельных пор, цепочек пор, поверхностных эрозионно-коррозионных повреждений диаметром более 10 мкм, глубиной более 0.3 мм.

2.7.3 Основными дефектоскопическими материалами при использовании данной технологии являются водный раствор аммиака концентрацией 25% и индикаторная бумага, изготовленная ОС «Живучесть ТЭС».

2.7.4 Для документирования результатов контроля может быть использована следующая аппаратура: фотоаппарат, цифровой фотоаппарат, видеокамера, копировальный аппарат, сканер.

2.7.5 Контроль по ДАО-технологии следует проводить до *ультразвукового контроля.*

2.7.6 Для проведения контроля по ДАО-технологии необходимо очистить поверхность окалины абразивным камнем.

2.7.7 Насыщение поверхности аммиаком проводится путем наложения аппликации из ткани, смоченной водным раствором аммиака, и выдержки ее под газонепроницаемой пленкой в течение 15-20 мин.

2.7.8 Регистрация дефектов проводится через 1-1.5 мин. после снятия аппликации путем наложения на контролируемый участок индикаторной бумаги и ее выдержки в течение 1 минуты.

2.7.9 При ДАО-контроле ЦПР используется специальное приспособление, позволяющее подать аммиак на контролируемый участок, затем наложить на него бумагу и снять отпечаток.

2.7.10 Тип дефекта устанавливают по конфигурации ДАО-портретов на лицевой поверхности индикаторной бумаги.

2.7.11 Местоположение соответствующих дефектов на поверхности ротора определяют по местоположению ДАО-портретов на индикаторной бумаге в соответствии с разметкой контролируемого участка.

2.7.12 Полученные ДАО-портреты документируют одним из доступных способов, в том числе с помощью аппаратуры, указанной в п.п. 2.7.3. и 2.7.4.

2.7.13 Подробное описание технологии ДАО-контроля приведено в РД 153-34.0-20.605-2002-11 ао (Приложение 11).

2.8 Ультразвуковой контроль (УЗК)

2.8.1 Ультразвуковой контроль элементов (зон) ротора проводится для выявления дефектов, выходящих как на внутреннюю и наружную поверхности, так и не выходящих на эти поверхности без установления типа дефекта. Технология УЗК реализуется в соответствии с ГОСТ 12503-75 [3.11].

2.8.2 Технология УЗК центральной полости ротора регламентирована РД 153-34.0-20.605-2002-02ур (Приложение 2).

2.8.3 Наиболее часто встречающимися дефектами в элементах ротора могут быть: риски, коррозионно-усталостные трещины, коррозионные язвины, трещины ползучести и усталости.

2.8.4 УЗК рекомендуется проводить после ВК, МПД, ВТК, ДАО-контроля.

2.8.5 Оценка качества элементов ротора проводится на основании сопоставления параметров эхо-сигналов от дефекта и отражателя на испытательном образце соответствующего типоразмера.

2.8.6 Испытательные образцы для контроля элементов изготавливаются из специальных заготовок. Материал образцов должен соответствовать материалу контролируемого элемента. При контроле элементов ротора, находящегося в эксплуатации более 50 тыс. ч, образцы рекомендуется изготавливать из заготовок, проработавших такой же срок.

2.8.7 Для УЗК применяются ультразвуковые дефектоскопы с датчиками, имеющими углы входа луча 60 и 90°.

2.9 Измерение твердости (ТВ)

2.9.1 Измерение твердости применяется для оценки прочностных свойств металла элементов ротора.

2.9.2 Измерение твердости выполняется с помощью переносных твердомеров по технологии регламентированной ГОСТ 18661-73 [3.3]. На каждом элементе должно быть проведено не менее трех измерений в разных местах по периметру.

2.9.3 Твердость металла определяется как среднее арифметическое значение результатов отдельных измерений, которые не должны отклоняться от нормативных значений более, чем на 7%.

2.10 Измерение биения ротора

2.10.1 Проверка биения (прогиба) ротора проводится при каждом капитальном ремонте в местах, указанных в заводском формуляре.

2.10.2 Измерение проводится в радиальном направлении индикатором ИЧ-10Б, укрепленном на штативе с магнитным основанием при повороте ротора в собственных подшипниках.

2.10.3 Показания индикатора фиксируются и заносятся в формуляр. Обычно места измерений соответствуют отверстиям под собственные болты в полумуфте.

2.10.4 Данное измерение можно проводить на балансировочном станке, используя жесткую подставку для установки штатива с индикатором.

2.11 Измерение шероховатости

2.11.1 В станционных условиях измерение шероховатости поверхностей элементов (зон) ротора проводится в соответствии с ГОСТ 2789-73 [3.19] методом сравнения с образцами-эталонами шероховатости с использованием лупы.

2.12 Микроструктурный мониторинг (ММ)

2.12.1 *Назначение и область применения*

2.12.1.1 Технология микроструктурного мониторинга металла элементов ротора реализуется в соответствии с РД 153-34.1-17.421-98 (РД 10-262-98) [3.66], РД 34.17.401-95 [3.33] и ОСТ 34-70-690-96 [3.24].

2.12.1.2 При проведении микроструктурного мониторинга, в первую очередь, необходимо ориентироваться на изменения основных характеристик микроструктуры металла, контролируемых при монтаже оборудования и во время капитальных ремонтов. При необходимости контроль элементов ротора может осуществляться также в периоды остановов энергоблоков на средний или внеплановый ремонт.

2.12.1.3 Технология микроструктурного мониторинга включает: определение мест контроля, подготовку шлифов, выборку микрообразцов или снятие реплик, металлографический анализ средствами оптической и электронной микроскопии с записью и компьютерной обработкой портретов микроструктур, наполнение базы данных по микроструктурам металла образцов и работу с этой базой.

2.12.2 ***Методы металлографического анализа и условия их применения***

2.12.2.1 Состояние структуры металла элементов ротора в условиях эксплуатации определяют неразрушающими методами с помощью:

- изготовления металлографических шлифов непосредственно на элементах с последующим просмотром и регистрацией структуры либо с применением переносных микроскопов, оснащенных фото- или видеокамерой, либо путем снятия реплик (оттисков) с подготовленного на элементе металлографического шлифа и последующего их анализа в металлографических лабораториях;
- отбора микрообразцов, не нарушающих целостность элементов, с последующим анализом в металлографических лабораториях;

2.12.2.2 Определение опасных мест элементов ротора, из которых должны производиться выборка микрообразцов или снятие реплик, осуществляется как на основании расчетов (максимальное исчерпание ресурса), так и с учетом мирового опыта, основанного на статистике повреждений и результатов испытаний образцов металла и ротора в целом. При выборе мест для микроструктурного мониторинга используются также специальные средства неразрушающего контроля (УЗК, МПД, ВТК, ДАО-технологии).

2.12.2.3 Контроль микроповреждений на поверхности дисков и полумуфт в опасных местах сначала осуществляется на предварительно подготовленных площадках- шлифах с помощью переносного микроскопа и/или методом реплик. Затем, в местах, где выявлены микродефекты, для определения микроповреждений на поверхности и по глубине поверхностного слоя производится выборка микрообразцов.

2.12.2.4 Для контроля микроповрежденности металла ЦПР, тепловых канавок, пазов дисков под лопатки производится выборка микрообразцов.

2.12.2.5 Особенности мониторинга микроструктуры металла ЦПР изложены в РД 153-34.0-20.605-2002-03 цп (Приложение 3).

2.12.3 ***Снятие реплик, выборка микрообразцов, подготовка шлифов***

2.12.3.1 Снятие реплики (оттисков) для металлографического анализа проводится по технологии, регламентированной ОСТ 34-70-690-96 [3.24].

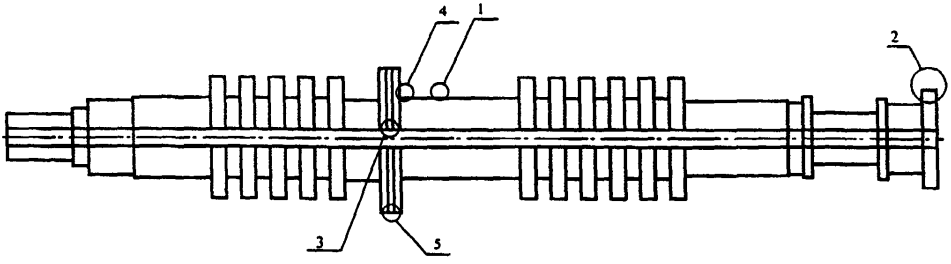
2.12.3.2 Размеры шлифа для снятия реплик определяются возможностью его изготовления и необходимостью иметь полированную площадку с размерами не менее 30×20 мм. При подготовке шлифа должен быть удален обезуглероженный слой металла. Толщина удаляемого слоя металла не должна превышать 1 мм.

2.12.3.3 Выборка микрообразцов выполняется методом электроэрозионной резки при помощи специального устройства; при выборке микрообразцов из ЦПР такое устройство монтируется на специальную штангу.

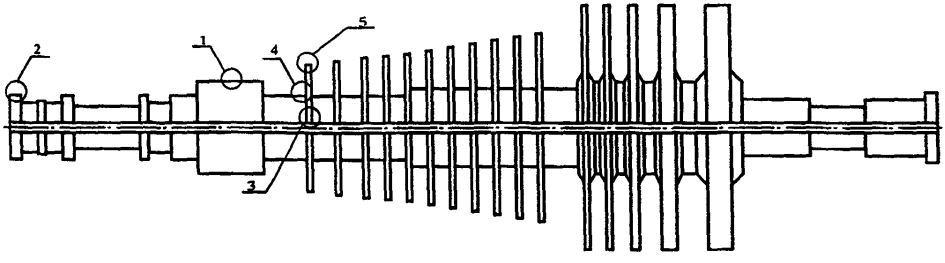
2.12.3.4 Глубина лунки, создаваемой при выборке микрообразца, не должна превышать 1.8 мм. Лунка удаляется механическим способом с помощью шлифовальной машинки с мелкозернистым наждачным камнем диаметром 30-50 мм, в результате чего образуется плоская лыска со сглаженными кромками с характерным размером 20-30 мм. При этом толщина удаленного слоя не должна превышать 2 мм.

2.12.3.5 Подготовка шлифов на элементах для снятия реплик и контроля с помощью переносного микроскопа, а также для исследований на стационарных микроскопах выполняется согласно требованиям ОСТ 34-70-690-96 [3.24].

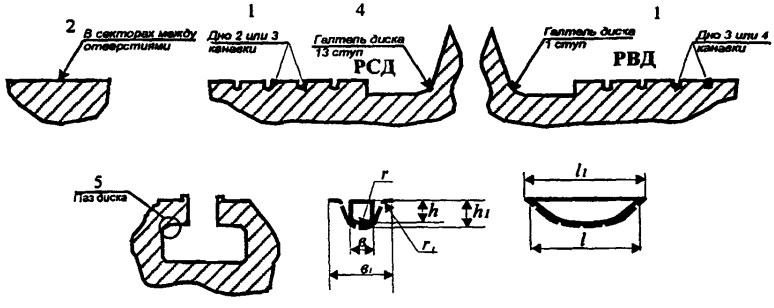
2.12.3.6 Зоны, где должна проводиться выборка микрообразцов из РВД и РСД указаны на рис.1.



РВД



РСД



№ м/о	l	l_1	h	h_1	e	e_1	r	r_1
1	10-15	11-16	2,5	3,0	3-4	4-5	≥3	≥1
2	10-15	11-16	2,5	3,0	3-4	4-5	≥3	≥1
3	10-15	11-16	2,5	3,0	3-4	4-5	≥3	≥1
4	10-15	11-16	2,5	3,0	3-4	4-5	≥3	≥1
1	8-12	9-13	1,2-1,5	1,3-1,6	2,5-3	3,0-3,5	≥3	≥1

Рис.1. Типовые формуляры РВД и РСД с указанием зон выборки и размеров микрообразцов.

2.12.4 ***Исследование микроструктуры и поврежденности металла***

2.12.4.1 Микроструктурный анализ металла образцов включает: оценку наличия и характера распределения неметаллических включений, определение величины зерна, ориентации и распределения отдельных структурных составляющих, их микротвердости, особенностей возникновения и развития микроповреждений металла.

2.12.4.2 Металлографический анализ шлифов микрообразцов проводится на металлографических микроскопах, при 50-1000 кратных увеличениях, позволяющих наблюдать шлиф в отраженном свете. При необходимости, такие же шлифы можно использовать для электронной растровой микроскопии при увеличениях до 2000-5000 крат.

2.12.4.3 Дефекты типа макропор, трещин, неметаллических включений выявляются на полностью подготовленных шлифах в нетравленом состоянии при 50-100 кратных увеличениях. Определение неметаллических включений проводится в соответствии с ГОСТ 1778-70 [3.15].

2.12.4.4 Оценка величины зерна проводится в соответствии с ГОСТ 5639-82 [3.6].

2.12.4.5 Металлографический анализ реплик проводится по технологии, аналогичной применяемой при исследовании микрошлифов образцов. Анализ осуществляется на металлографических микроскопах при 50-1000 кратных увеличениях в отраженном свете. В результате анализа определяются величина зерна, наличие, форма и размеры неметаллических включений, микроструктура и морфологические особенности микроповрежденности порами, цепочками пор, микротрещинами.

2.12.4.6 В результате исследования микрообразцов, реплик дается характеристика микроструктуры и оценивается микроповрежденность металла элементов роторов.

2.12.4.7 Категории повреждения микроструктуры (КПМ) металла роторных сталей в процессе длительной эксплуатации от исходного состояния до образования макротрещин устанавливаются по шкалам микроструктур в соответствии с табл.1.

Таблица 1

Категории повреждения микроструктуры (КПМ) РВД и РСД паровых турбин в процессе длительной эксплуатации

КПМ	Характеристика микроструктуры
1	Микроструктура в пределах сдаточных исходных - бейнитная, ферритно-бейнитная. Металлографические дефекты отсутствуют.
2	Небольшие изменения исходной микроструктуры на начальной стадии старения, например увеличение количества карбидов.
3	Изменение исходной микроструктуры (сфероидизация бейнита – 2-й балл по шкале сфероидизации - ОСТ 34-70-690-96) или выявляются металлургические дефекты менее критического размера.
4	Заметные изменения исходной микроструктуры (сфероидизация бейнита – 3-й балл по шкале сфероидизации - ОСТ 34-70-690-96); отсутствие микропор размером >1 мкм (не выявляются при исследовании методом оптической микроскопии).
5	Большие изменения микроструктуры - наличие микропор размером >1 мкм; (сфероидизация бейнита – 4-й балл и выше по шкале сфероидизации - ОСТ 34-70-690-96).
6	Наличие цепочек пор и/или микротрещин глубиной < 0.2 мм.
7	Наличие макротрещин глубиной > 0.2 мм

2.13 Компьютерная запись и обработка микроструктур

Микроструктуры фиксируются в памяти компьютера в виде растровых файлов (портретов) в стандартных графических форматах BMP или JPEG. Для этой цели используется специальный комплекс, состоящий из микроскопа, сканирующего устройства (цифровой видеокамеры или фотоаппарата, имеющих интерфейс с компьютером) и компьютера.

Специально разработанное программное обеспечение позволяет улучшить визуальные характеристики портрета, в том числе: увеличить контрастность и выровнять освещенность,

уменьшить высокочастотный шум; а также определить такие количественные характеристики микроструктуры как средний размер зерна, максимальный и средний размер пор, средний размер и плотность распределения карбидов и другие.

Наличие банка портретов микроструктур с различной поврежденностью позволяет создавать электронные атласы микроструктур для применяющихся в теплоэнергетике сталей.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИИ ОПАСНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ РОТОРА В СООТВЕТСТВИИ С РАСЧЕТНЫМ ЗНАЧЕНИЕМ НАКОПЛЕННОГО ПОВРЕЖДЕНИЯ

3.1. Общие положения

3.1.1 Суммарная поврежденность элементов ротора определяется по формуле линейного накопления повреждения.

$$П = П_с + П_ц,$$

где $П_с$ – статическая составляющая поврежденности;

$П_ц$ – циклическая составляющая поврежденности.

3.1.2 В связи с неопределенностью многих факторов, влияющих на результаты расчета суммарной поврежденности, расчет выполняется со значительными упрощениями, которые заключаются в следующем:

- вместо точного учета изменения параметров пара вводятся усредненные параметры и циклы;
- напряженное состояние элементов ротора для определения статической составляющей поврежденности рассчитывается в упругой осесимметричной постановке, причем учитывается только действие центробежных сил; учитывается снижение коэффициента концентрации за счет релаксации напряжений при ползучести и снижение параметров длительной прочности стали ротора;
- циклическая составляющая поврежденности определяется по методике, полученной с использованием результатов исследований ВТИ.

3.1.3 Результаты расчета напряжений заносятся в базу данных информационной системы, как паспортные величины, зависящие только от геометрии конструкции.

С учетом сказанного, статическая и циклическая составляющие поврежденности определяются по формулам:

$$П_с = \tau / [\tau];$$

$$П_ц = \Sigma \Delta a_i,$$

где τ – суммарная наработка;

$[\tau]$ – время до наступления предельного состояния (появления трещин ползучести в проверяемой зоне) под действием средних за срок работы эквивалентных напряжений при средней температуре, определяемое с помощью соответствующей диаграммы длительной прочности;

Δa_i –повреждение от циклической нагрузки, накопленное за один цикл.

3.2 Определение статической составляющей поврежденности элементов ротора

3.2.1 *Общее описание алгоритма решения задачи теории упругости методом граничных интегральных уравнений*

Эффективным методом решения трехмерной задачи теории упругости является метод граничных интегральных уравнений (МГИУ). Решающим преимуществом метода по сравнению с другими численными методами механики сплошной среды является снижение на единицу размерности решаемой задачи.

Ключевым моментом примененного алгоритма является предложенная П.И. Перлиным [1.26] схема вычисления главного значения сингулярных интегралов. Решение соответст-

вующих интегральных уравнений теории упругости осуществляется методом последовательных перемещений. Важной особенностью алгоритма является независимость сетки разбиения при варьировании граничной поверхности области.

При использовании МГИУ решение второй основной задачи теории упругости (на граничной области поверхности задана нагрузка) сводится к решению сингулярного интегрального уравнения:

$$U(x) - \int_S G(x,y)\cdot U(y)\cdot \mathrm{dS}(y) = \int_S F(x,y)\cdot f(y)\cdot \mathrm{dS}(y), \qquad (1)$$

где: S - граничная поверхность области, U - компоненты вектора перемещения на S, G - ядро интегрального уравнения, F - матрица Кельвина-Сомильяна, f - компоненты вектора напряжений на S.

В работе [1.26] был разработан алгоритм решения уравнения (1) методом последовательных приближений с использованием регулярного представления сингулярного интеграла. При этом решение уравнения (1) представляется в виде ряда

$$U = \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n U^{(n-1)} \qquad (2)$$

Подставляя (2) в (1) и приравнивая коэффициенты при одинаковых степенях соответствующих членов ряда, можно получить рекуррентное соотношение для U:

$$U^{(n)}(x) = \int_S G(x,y)\cdot U^{(n-1)}(y)\cdot \mathrm{dS}(y) \qquad (3)$$

Регулярное представление для входящего в (3) сингулярного интеграла получается путем понижения особенности с использованием обобщенной теоремы Гаусса. При этом формула (3) приобретает вид

$$U^{(n)}(x) = -U^{(n-1)}(x) - \int_S G(x,y)\cdot \left[U^{(n-1)}(y) - U^{(n-1)}(x)\right]\cdot \mathrm{dS}(y), \qquad (4)$$

причем

$$U^{(0)}(x) = \int_S F(x,y)\cdot f(y)\cdot \mathrm{dS}(y) \qquad (5)$$

После определения перемещений U напряжения на граничной поверхности S определяются путем численного дифференцирования перемещений и использования закона Гука. Так как для подавляющего большинства технических задач определяющим является напряженное состояние на границе области этим, как правило, и завершается решение.

В работах [1.27, 1.28] описана численная реализация изложенного выше алгоритма.

Интерполяция плотности потенциалов осуществляется с помощью локальных сплайнов, а численное интегрирование на каждом из элементов расчетной сетки выполняется с использованием кубатурных формул, полученных путем перемножения соответствующих квадратур Гаусса. Выбор порядка формулы производится в зависимости от $L/(X-Y)$, где L - максимальный линейный размер элемента, что обеспечивает для граничной поверхности в целом адаптивную кубатурную формулу.

При вычислении суммы ряда (2) учитывается, что данный ряд с увеличением n стремится к геометрической прогрессии, поэтому для уточнения суммы используется формула:

$$U = \sum_{i=0}^{n-1} (-1)^i U_i + \frac{U_n}{1-k}, \qquad (6)$$

При построении алгоритма решения двумерной (плоской и осесимметричной) задачи контур меридионального сечения области представлялся в виде совокупности отрезков прямых и дуг окружностей. При решении осесимметричной задачи интегрирование в окружном направлении выполняется с использованием квадратурных формул Гаусса высокого порядка.

Искомые величины вычисляются только на контуре меридионального сечения, а на остальной части граничной поверхности восстанавливаются из условия осевой симметрии.

3.2.2 *Учет объемных сил*

Описанный выше метод граничных интегральных уравнений применим для решения второй основной задачи теории упругости – при заданных на граничной поверхности нагрузках. На вращающийся ротор действуют также объемные силы – поле центробежных сил и вызванные неравномерным нагревом температурные напряжения. Для того чтобы при расчете напряженного состояния учесть эти факторы, применяется специальный прием.

Рассматриваются частные задачи для полого цилиндра, нагруженного центробежными силами или изменяющимся только в радиальном направлении температурным полем. Для этих задач известно точное замкнутое решение – частное решение задачи теории упругости, которое удовлетворяет уравнениям теории упругости, но не удовлетворяет краевым условиям. Затем решается вспомогательная задача, когда к границам области решаемой задачи прикладываются дополнительные нагрузки. Эти нагрузки равны взятым с обратным знаком напряжениям соответствующей частной задачи в точках границы основной задачи на площадке с нормалью, направленной к границе. Суперпозиция частного решения с решением вспомогательной задачи дает полное, удовлетворяющее краевым условиям, решение задачи с учетом соответствующих объемных сил.

3.2.3 *Частное решение для центробежных сил*

Компоненты тензора напряжений в этом случае выглядят следующим образом:

$$\sigma_r = \frac{3+\nu}{8}\rho\omega^2\left(b^2 + a^2 - \frac{a^2b^2}{r^2} - r^2\right),$$

$$\sigma_\theta = \frac{3+\nu}{8}\rho\omega^2\left(b^2 + a^2 + \frac{a^2b^2}{r^2} - \frac{1+3\nu}{3+\nu}r^2\right).$$

$$\sigma_z = 0,$$

где σ_r – радиальные напряжения;

σ_θ – кольцевые напряжения;

σ_z – осевые напряжения;

ρ - плотность стали;

ν - коэффициент Пуассона;

ω - угловая скорость вращения;

b – максимальный наружный радиус ротора;

a – радиус осевого канала;

r – текущий радиус.

3.2.4 *Частное решение для изменяющегося по радиусу температурного поля*

$$\sigma_r = \frac{\alpha E}{1-\nu}\frac{1}{r^2}\left(\frac{r^2-a^2}{b^2-a^2}\int_a^b Trdr - \int_a^r Trdr\right),$$

$$\sigma_\theta = \frac{\alpha E}{1-\nu}\frac{1}{r^2}\left(\frac{r^2+a^2}{b^2-a^2}\int_a^b Trdr + \int_a^r Trdr - Tr^2\right),$$

$$\sigma_z = \frac{\alpha E}{1-\nu}\left(\frac{2}{b^2-a^2}\int_a^b Trdr - T\right),$$

где α – коэффициент температурного расширения;

E – модуль упругости;

T – температура металла, изменяющаяся по радиусу r.

3.2.5 *Расчетные схемы для определения напряженного состояния методом граничных интегральных уравнений*

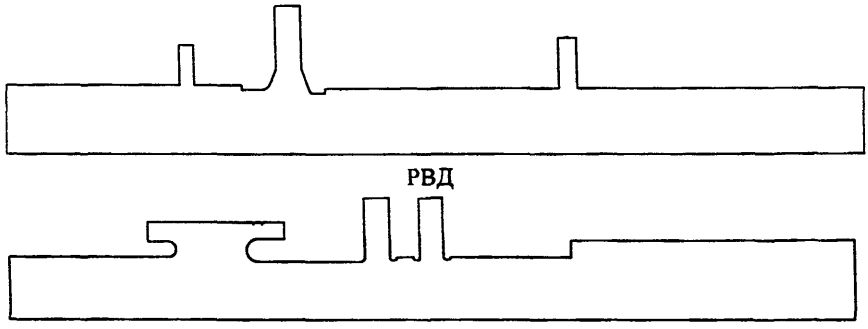


Рис.2. Расчетные схемы роторов для определения напряжений методом граничных интегральных уравнений.

3.2.6 *Определение времени до появления трещин ползучести при расчете на статическую прочность*

$$\sigma_{max} = \left[1 + \frac{1}{m}(K_y - 1)\right]\sigma^y_{ном},$$

где $K_y = \sigma^y_{max} / \sigma^y_{ном}$ - коэффициент концентрации упругих напряжений;

σ^y_{max} - максимальные напряжения, определяемые из упругого расчета МГИУ;

$\sigma^y_{ном}$ - номинальные упругие напряжения, определяемые из упругого расчета МГИУ для каждой зоны ротора на удалении от концентратора;

m - показатель ползучести.

По полученному значению σ_{max} определяется $[\tau]$ по кривой длительной прочности для материала ротора.

3.3 Определение циклической составляющей поврежденности элементов ротора

При определении исчерпанного ресурса из всего многообразия нестационарных режимов в качестве наиболее существенных и характерных выделены и учтены следующие:

- пуски из горячего, неостывшего и холодного состояний;
- плановый останов;
- расхолаживание;
- сброс нагрузки;
- плановая разгрузка;
- неплановое регулирование.

Ниже, в табл. 2, приведены характеристики типовых годичных циклов турбин.

В табл. 3, приведены значения расчетного повреждения элементов роторов турбин для типовых циклов и значения повреждений за год для приведенных циклов.

Если известно количество и распределение режимов по времени, то определение накопленного повреждения выполняется путем суммирования соответствующих повреждений из табл. 3 за каждый цикл. Если же известно только число циклов, то накопленное повреждение определяется путем деления значения $\Delta a^{пр}$ из табл.3 на сумму циклов из табл.2 и последующего умножения результата на общее число циклов для данного элемента ротора.

Таблица 2

Характеристики типовых годичных циклов

Тип турбины	Количество нестационарных режимов, состоящих из инструкционных режимов с допустимыми отклонениями за календарный год эксплуатации						Расчетные характеристики стали			
	Основные пуски из состояния			Сброс нагрузки	Плановая разгрузка	Неплановое регулирование	m	ε_p, %	$\sigma_{0,2}$, МПа	$\sigma_в$, МПа
	горячего	неостывшего	холодного							
К-300-240-ЛМЗ	5	7	5	5	200	1000	1,67	25	354	413
К-200-130-ЛМЗ	5	9	5	5	200	1000	1,67	25	354	413
К-300-240-ХТЗ	5	7	5	5	200	1000	1,67	14	568	609
К-160-130-ХТЗ	5	8	5	5	200	1000	1,67	14	568	609

Таблица 3

Значения расчетного повреждения элементов роторов турбин для типовых циклов

Тип турбины	Элемент	Зона	Накопленное повреждение для годичных цикло с допустимыми эксплуатационными отклонениями						$\Delta\varepsilon^{pp}$, %	K^{np} за год	Δa^{np} за год
			Номера режимов								
			1	2	3	4	5	6			
К-300-240-ЛМЗ	РВД	2-я ступень	0.00010	0	0	0	0	0	0 350	9.0	0.0016
		Пром.уплотнение	0.00260	0.00004	0.00004	0.00003	0.00010	0 00003	0.515	35 4	0.0210
		Центральная полость	0.00370	0 00040	0.0002	0.00030	0 00070	0.00020	0.500	136.0	0.0680
	РСД	2-я ступень	0.00040	0.00030	0.0001	0	0	0	0 420	12.3	0.0036
		Центральная полость	0.00050	0 00310	0 0012	0	0	0	0.740	13.7	0.0320
К-200-130-ЛМЗ	РВД	2-я ступень	0.00002	0	0	0	0	0	0.300	5.0	0.0011
		ПКУ	0.00030	0	0	0	0.00002	0	0.350	22 0	0.0027
		Центральная полость	0.00650	0 00070	0.001	0.00090	0.00090	0.00070	0.600	178 0	0.1840
	РСД	2-я ступень	0.00030	0.00130	0 0006	0	0	0	0.590	16.2	0.0170
		ПКУ	0.00020	0.00090	0.0004	0	0	0	0.540	16 3	0.0120
		Центральная полость	0.00100	0.01600	0.032	0	0	0	1.740	14.2	0.0310
К-300-240-ХТЗ	РВД	2-я ступень	0.00030	0	0	0	0	0	0 410	5.0	0.0022
		Пром. уплотнение	0.00030	0.00002	0.00002	0.00001	0.00002	0.00001	0.420	96.5	0.0062
		Центральная полость	0.00150	0.00030	0.0005	0.00040	0.00040	0.00030	0.570	206.0	0.0810
	РСД	2-я ступень	0.00001	0.00002	0.0001	0	0	0	0.430	10 5	0.0025
		ПКУ	0.00003	0.00060	0.0012	0	0	0	0.660	12.0	0.0120
		Центральная полость	0.00070	0.00430	0.0079	0	0	0	0.990	13.4	0.0750
К-160-130-ХТЗ	РВД	2-я ступень	0	0	0	0	0	0	0.340	5 1	0.0020
		Пром. уплотнение	0.00020	0.00010	0	0	0.00030	0	0.510	14.2	0.0046
		Центральная полость	0.00100	0.00020	0.0001	0.00040	0.00070	0	0.520	78 2	0.1630
	РСД	2-я ступень	0.00001	0	0	0	0	0	0.370	6.8	0.0020
		ПКУ	0.00170	0.00050	0	0	0.00170	0	0.810	12.0	0.0180
		Центральная полость	0.00140	0.00040	0.0001	0	0.00140	0	0.680	13.8	0.0160

4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННОСТИ И ПРЕДЕЛА ЖИВУЧЕСТИ (ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА) РОТОРОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН

4.1 Структура данных для проведения экспертизы

4.1.1 Данные, необходимые для проведения экспертизы состояния роторов, содержатся в таблицах баз данных информационно-экспертной системы.

4.1.2 Для проведения экспертизы необходимы сведения о роторе (элементе, зоне ротора), режимах его эксплуатации, паспортные данные, результаты проведенных измерений, выполненные в процессе контроля исходного состояния и эксплуатационного контроля, результаты расчетов каждого элемента (зоны) ротора.

4.1.3 При выполнении экспертизы учитываются следующие положения. Наиболее нагруженными, более ответственными элементами (зонами) РВД и РСД является центральная полость ротора (ЦПР), диски первых ступеней РВД и РСД, в т.ч. придисковые галтели и пазы дисков под лопатки, тепловые канавки.

Менее нагруженными элементами (зонами) РВД и РСД являются полумуфты, шейки, упорные гребни, масляные уплотнения.

4.1.4 Все данные, необходимые для проведения экспертизы, сгруппированы следующим образом.

Сведения о режимах эксплуатации ротора:

- среднее за весь период эксплуатации давление в различных элементах (зонах) ротора;
- средняя за весь период эксплуатации температура в различных элементах (зонах) ротора;
- суммарная продолжительность эксплуатации (фактическая наработка);
- продолжительность эксплуатации ротора с заполненной инертным газом ЦПР;
- суммарная продолжительность простоев;
- количество пусков-остановов.

Паспортные и сертификатные данные о роторе:

- год изготовления;
- год пуска в эксплуатацию;
- сведения о замене (если таковая была);
- марка стали;
- тип исходной микроструктуры;
- предел текучести $\sigma_{0,2}$;
- временное сопротивление разрыву $\sigma_в$;
- номинальный диаметр ЦПР.

Результаты эксплуатационного контроля:

- визуальный контроль всех элементов (зон) ротора за исключением ЦПР: наличие или отсутствие макродефекта;
- видео-контроль ЦПР: наличие или отсутствие макродефекта;
- ДАО-контроль: наличие или отсутствие дефекта;
- ВТК: наличие или отсутствие дефекта;
- УЗК: наличие или отсутствие дефекта;
- УЗК с использованием датчиков поверхностных волн: наличие или отсутствие дефекта;
- измерение прогиба вала ротора;
- измерение твердости металла;
- контроль шероховатости поверхности;
- измерение конусности шеек;
- измерение радиального биения шеек;
- измерение радиального биения полумуфт;

- микроструктурный анализ: измерение микроповрежденности, определение категории повреждения микроструктуры (КПМ).

Примечание. При выполнении всех видов контроля фиксируется дата его проведения.

Результаты расчетного определения предела живучести (остаточного ресурса) элементов (зон) ротора

Порядок выполнения расчетов приведен в разделе 3. В результате расчетов определяется суммарная поврежденность следующих элементов:

- центральная полость;
- придисковые галтели;
- тепловые канавки.

4.1.5 Результатом проведения экспертизы являются сведения о расчетном значении предела живучести (остаточного ресурса), времени до последующего контроля и регламенте этого контроля.

4.2 Алгоритм экспертизы поврежденности

4.2.1 Экспертиза базируется на результатах периодического контроля элементов (зон) ротора и расчетных оценках их состояния.

4.2.2 Исходными данными для проведения экспертизы являются сведения о режимах эксплуатации, паспортных характеристиках, результатах соответствующих видов контроля и расчетов, которые заносятся в базы данных системы по мере их получения.

4.2.3 Для единообразного представления и соразмерности результатов наиболее существенных видов контроля и расчетов используются понятия категории опасности (***КО***) и коэффициента достоверности (***КД***). Общее описание ***КО*** ротора и связанного с ним относительного значения индивидуального предела живучести (остаточного ресурса) приведено в разделе 4.4. ***КД*** задается в процентах от 0 до 100 для каждого вида контроля или расчета и характеризует достоверность определяемого с его помощью ***КО***. Для менее существенных видов контроля вводится используется прибавка к ***КО*** (***ΔКО***).

4.2.4 Связь между результатами контроля и расчетов и соответствующим ***КО*** определяется системой правил для каждого элемента (зоны) ротора, которые приведены в разделе 4.3. Правило - элементарный алгоритм, в результате исполнения которого вычисляются значения ***КО*** или ***ΔКО*** и ***КД***. Вычисление результирующих ***КО*** и ***КД*** выполняется при помощи специального алгоритма-свертки (см. раздел 4.4).

4.2.5 По значениям ***КО*** для каждого элемента (зоны) ротора вычисляется интегральное значение ***КО*** для всего ротора. По этому значению определяется относительный индивидуальный предел живучести (остаточный ресурс) и максимальная продолжительность эксплуатации до очередного контроля.

4.3 Система правил для экспертизы

4.3.1 *Центральная полость ротора* (*ЦПР*)

4.3.1.1 Макроповрежденность, выявленная средствами неразрушающего контроля - видео, УЗК, ВТК, ДАО. Макродефектами являются трещины, язвы, цепочки язв, забоины и т.д.

Если имеется трещиноподобный поверхностный дефект, то его предельно допустимый размер $d_*^n = 0.5$ мм. Если дефект не является трещиноподобным, то $d_*^n = 1.0$ мм.

Таблица 4

Значения ***КО*** и ***КД*** при различной макроповрежденности ЦПР

Глубина макродефекта, мм		***КО***	***КД, %***
трещиноподобный дефект	Язвы, цепочки язв, и т.п.		
макродефекты не выявлены		1	30
≤ 0.1	≤ 0.2	2	40
0.1-0.2	0.2-0.4	3	50
0.2-0.3	0.4-0.6	4	60
0.3-0.4	0.6-0.8	5	70
0.4-0.5	0.8-1.0	6	80
> 0.5	> 1.0	7	99

4.3.1.2 Микроповрежденность, выявленная методом микроструктурного анализа микрообразцов

Таблица 5

Значение ***КО*** и ***КД*** при различной микроповрежденности металла ЦПР

Категория повреждения микроструктуры (КПМ)	1	2	3	4	5	6	7
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	30	40	50	60	70	80	99

4.3.1.3 Характеристики пластичности и прочности металла

Таблица 6

Значения ***КО*** и ***КД*** в зависимости от отношения $\sigma_{0,2}/\sigma_в$ металла ротора

$\sigma_{0,2}/\sigma_в$	≤0,65	0,65-0,70	0,70-0,75	0,75-0,80	0,80-0,85	0,85-0,90	≥0,90
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	20	20	30	30	40	40	50

4.3.1.4 Твердость металла

При твердости металла из сталей 25Х1М1ФА и 34ХМА более 180 НВ и из стали 20Х3МВФА более 200 НВ $\Delta КО = 0.3$.

4.3.1.5 Расчетная поврежденность

Таблица 7

Значения ***КО*** и ***КД*** в зависимости от расчетной поврежденности, ***П***

П	≤0,05	0,05-0,30	0,30-0,45	0,45-0,60	0,60-0,75	0,75-0,85	0,85-1,00
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	40	40	40	50	50	60	60

4.3.1.6 Условия эксплуатации. При эксплуатации ротора без заполнения ЦПР инертным газом $\Delta КО = 0.3$.

4.3.2 ***Диски первых двух ступеней РВД и РСД***

4.3.2.1 Макроповрежденность элементов (зон) дисков, выявленная средствами неразрушающего контроля – ВК, ВТК, ДАО, УЗК.

Таблица 8

Значения ***КО*** и ***КД*** при различной макроповрежденности элементов (зон) дисков

Глубина макродефекта, мм		***КО***	***КД***, %
трещиноподобный дефект	язвы, цепочки язв и т.п.		
макродефекты не выявлены		1	30
≤ 0.1	≤ 0.2	2	40
0.1-0.2	0.2-0.4	3	50
0.2-0.3	0.4-0.6	4	60
0.3-0.4	0.6-0.8	5	70
0.4-0.5	0.8-1.0	6	80
> 0.5	> 1.0	7	99

4.3.2.2 Микроповрежденность металла в зоне придисковых галтелей и в пазах дисков под лопатки, выявленная методом микроструктурного анализа микрообразцов или реплик

Таблица 9

Значения ***КО*** и ***КД*** при различной микроповрежденности металла элементов (зон) дисков

Категория повреждения микроструктуры (КПМ)	1	2	3	4	5	6	7
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД, %	30	40	50	60	70	80	99

4.3.2.3 Характеристики пластичности и прочности металла

Таблица 10

Значения ***КО*** и ***КД*** в зависимости от отношения $\sigma_{0,2}/\sigma_в$ металла дисков

$\sigma_{0,2}/\sigma_в$	≤ 0,65	0,65-0,70	0,70-0,75	0,75-0,80	0,80-0,85	0,85-0,90	≥ 0,90
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД, %	20	20	30	30	40	40	50

4.3.2.4 Твердость металла

При твердости металла из сталей 25Х1М1ФА и 34ХМА более 180 НВ и из стали 20Х3МВФА более 200 НВ $\Delta КО = 0.3$.

4.3.2.5 Натиры, забоины на поверхности дисков, трещины в местах натиров

Таблица 11

Значения ***КО*** и ***КД*** в зависимости от наличия и глубины натиров, трещины в местах натиров на поверхности дисков

Глубина заовален-ных следов нати-ров, мм	≤0,50	0,50-0,75	0,75-1,00	1,00-1,50	1,50-1,75	1,75-2,00	>2,00
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД, %	30	40	40	50	50	60	60

4.3.2.6 Расчетная поврежденность

Таблица 12

Значения ***КО*** и ***КД*** в зависимости от расчетной поврежденности, ***П***

П	≤ 0,05	0,05-0,30	0,30-0,45	0,45-0,60	0,60-0,75	0,75-0,85	0,85-1,00
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД, %	40	40	40	50	50	60	60

4.3.3 *Тепловые канавки концевых, диафрагменных и промежуточных уплотнений*

4.3.3.1 Макроповрежденность тепловых канавок, выявленная средствами неразрушающего контроля – ВК, ВТК, ДАО, УЗК

Таблица 13

Значения ***КО*** и ***КД*** при различной макроповрежденности тепловых канавок

Глубина макродефекта, мм		***КО***	***КД***, %
трещиноподобный дефект	язвы, цепочки язв и т.п.		
макродефекты не выявлены		1	30
≤ 0.1	≤ 0.2	2	40
0.1-0.2	0.2-0.4	3	50
0.2-0.3	0.4-0.6	4	60
0.3-0.4	0.6-0.8	5	70
0.4-0.5	0.8-1.0	6	80
> 0.5	> 1.0	7	99

4.3.3.2 Микроповрежденность, выявленная методом микроструктурного анализа микрообразцов

Таблица 14

Значения ***КО*** и ***КД*** при различной микроповрежденности металла тепловых канавок

Категория повреждения микроструктуры (КПМ)	1	2	3	4	5	6	7
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД, %	30	40	50	60	70	80	99

4.3.3.3 Характеристики пластичности и прочности металла

Таблица 15

Значения ***КО*** и ***КД*** в зависимости от отношения $\sigma_{0.2}/\sigma_в$ металла тепловых канавок

$\sigma_{0.2}/\sigma_в$	≤0,65	0,65-0,70	0,70-0,75	0,75-0,80	0,80-0,85	0,85-0,90	≥0,90
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД, %	20	20	30	30	40	40	50

4.3.3.4 Твердость металла

При твердости металла из сталей 25Х1М1ФА и 34ХМА более 180 НВ и из стали 20Х3МВФА более 200 НВ $\Delta КО = 0.3$.

4.3.3.5 Расчетная поврежденность

Таблица 16

Значения ***КО*** и ***КД*** в зависимости от расчетной поврежденности ***П***

П	≤0,05	0,05-0,30	0,30-0,45	0,45-0,60	0,60-0,75	0,75-0,85	0,85-1,00
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	40	40	40	50	50	60	60

4.3.4 *Полумуфты*

4.3.4.1 Макроповрежденность в отверстиях под соединительные болты, выявленная средствами неразрушающего контроля ВК, ВТК, ДАО, УЗК

Таблица 17

Значения ***КО*** и ***КД*** при различной поврежденности полумуфт

Глубина макродефекта, мм		***КО***	***КД***, %
трещиноподобный дефект	Язвы, цепочки язв и т.п.		
макродефекты не выявлены		1	30
≤ 0.1	≤ 0.2	2	40
0.1-0.2	0.2-0.4	3	50
0.2-0.3	0.4-0.6	4	60
0.3-0.4	0.6-0.8	5	70
0.4-0.5	0.8-1.0	6	80
> 0.5	> 1.0	7	99

4.3.4.2 Микроповрежденность металла полумуфты, выявленная методом микроструктурного анализа микрообразцов или реплик

Таблица 18

Значения ***КО*** и ***КД*** при различной микроповрежденности металла полумуфт

Категория повреждения микроструктуры (КПМ)	1	2	3	4	5	6	7
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	30	40	50	60	70	80	99

4.3.4.3 Характеристики пластичности и прочности металла полумуфт

Таблица 19

Значения ***КО*** и ***КД*** в зависимости от отношения $\sigma_{0.2}/\sigma_в$ металла полумуфт

$\sigma_{0.2}/\sigma_в$	≤0,65	0,65-0,70	0,70-0,75	0,75-0,80	0,80-0,85	0,85-0,90	≥0,90
КО	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	20	20	30	30	40	40	50

4.3.1.4 Твердость металла

При твердости металла из сталей 25Х1М1ФА и 34ХМА более 180 НВ и из стали 20Х3МВФА более 200 НВ $\Delta КО = 0.3$.

4.3.4.5 Шероховатость и площадь повреждений торцов полумуфт

При шероховатости $Ra \geq 0.8$ мкм и площади повреждений $\Delta F \leq 20\%$ поверхности торцов полумуфт $\Delta КО = 0.25$; при $Ra \geq 1.20$ мкм и $\Delta F \geq 20\%$ – $\Delta КО = 0.5$.

4.3.4.6 Торцевое биение полумуфт

При торцевом биении полумуфт РВД – РСД:

> 0,01 мм $\Delta КО = 0,25$;

> 0,02 мм $\Delta КО = 0,50$.

При торцевом биении полумуфт РСД – РНД:

> 0,02 мм $\Delta КО = 0,25$;

> 0,03 мм $\Delta КО = 0,5$.

4.3.4.7 Шероховатость поверхностей отверстий полумуфт под соединительные болты

При шероховатости отверстий ***Ra*** :

> 0,5 мкм $\Delta КО = 0,25$;

> 0,63 мкм $\Delta КО = 0,5$.

4.3.4.8 Общая относительная поверхность ΔF рисок, задиров в отверстиях полумуфт под соединительные болты

При относительной поверхности ΔF:

> 15 % $\Delta KO = 0,25$;

> 25 % $\Delta KO = 0,5$.

4.3.4.9 Отклонение от перпендикулярности осей отверстий полумуфт под соединительные болты (по длине)

При отклонении от перпендикулярности осей отверстий полумуфт:

> 0,03 мм $\Delta KO = 0,25$;

> 0,05 мм $\Delta KO = 0,5$.

4.3.4.10 Овальность отверстий полумуфт под соединительные болты

При овальности отверстий полумуфт:

> 0,01 мм $\Delta KO = 0,25$;

> 0,02 мм $\Delta KO = 0,5$.

4.3.4.11 Конусность отверстий полумуфт под соединительные болты

При конусности отверстий полумуфт:

> 0,01 % $\Delta KO = 0,25$;

> 0,02 % $\Delta KO = 0,5$.

4.3.5 *Упорные гребни*

4.3.5.1 Шероховатость поверхности упорных гребней

При шероховатости поверхности Ra :

> 0,5 мкм $\Delta KO = 0,25$;

> 0,63 мкм $\Delta KO = 0,5$.

4.3.5.2 Торцевое биение упорных гребней

При торцевом биении упорных гребней:

> 0,01 мм $\Delta KO = 0,25$;

> 0,02 мм $\Delta KO = 0,5$.

4.3.5.3 Размеры и количество кольцевых рисок на упорных гребнях

При глубине рисок $h > 0,07$ мм и их числе $n \leq 2$ $\Delta KO = 0,25$, при $h > 0,1$ мм и $n > 2$ $\Delta KO = 0,5$.

4.3.5.4 Уменьшение толщины гребня

Таблица 20

Значения KO и $KД$ в зависимости от уменьшения толщины ΔS гребня

ΔS, %	<0,25	0,25-0,50	0,50-0,75	0,75-1,00	1,00-1,50	1,50-2,00	>2,00
KO	1	2	3	4	5	6	7
$KД$, %	20	20	30	30	40	40	50

4.3.6 *Шейки ротора*

4.3.6.1Макроповрежденность шейки ротора

При глубине h макродефектов (язв, пор, рисок, в т.ч. кольцевых):

> 0,5 мм $\Delta KO = 0,25$;

> 1,0 мм $\Delta KO = 0,50$.

4.3.6.2 Шероховатость поверхности шейки ротора

При шероховатости поверхности Ra:

> 0,5 мкм $\Delta KO = 0,25$;

> 0,63 мкм $\Delta KO = 0,50$.

4.3.6.3 Конусность шейки ротора

При конусности шейки ротора ***K***:

> 0,05 % $\Delta KO = 0,25$;

> 0,09 % $\Delta KO = 0,50$.

4.3.6.4 Радиальное биение шейки ротора

При радиальном биении шейки ротора:

> 0,01 мм $\Delta KO = 0,25$;

> 0,02 мм $\Delta KO = 0,50$.

4.3.6.5 Уменьшение диаметра шейки ротора

Таблица 21

Значения ***KO*** и ***КД*** в зависимости от уменьшения диаметра ΔD шейки ротора

ΔD, %	≤0,20	0,20-0,35	0,35-0,50	0,50-0,60	0,60-0,70	0,70-1,00	>1,00
KO	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	20	20	30	30	40	40	50

4.3.7 *Зона масляных уплотнений*

4.3.7.1 Макроповрежденность зоны масляных уплотнений

При глубине ***h*** макродефектов (язв, забоин, рисок и т.п.):

> 0,60 мм $\Delta KO = 0,25$;

> 1,0 мм $\Delta KO = 0,50$.

4.3.7.2 Шероховатость поверхности зоны масляных уплотнений

При шероховатости поверхности ***Ra***:

> 1,3 мкм $\Delta KO = 0,25$;

> 2,0 мкм $\Delta KO = 0,50$.

4.3.7.3 Кольцевые риски в зоне масляных уплотнений

Таблица 22

Значения ***KO*** и ***КД*** в зависимости от глубины ***h*** кольцевых рисок в зоне масляных уплотнений

h, мм	≤0,10	0,10-0,20	0,20-0,25	0,25-0,35	0,35-0,40	0,40-0,50	>0,50
KO	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	20	20	30	30	40	50	60

4.3.8 *Остаточный прогиб вала ротора*

Таблица 23

Значения ***KO*** и ***КД*** в зависимости от остаточного ΔB прогиба вала ротора

ΔB, мм	< 0,02	0,02-0,03	0,03-0,04	0,04-0,05	0,05-0,10	0,10-0,14	≥ 0,15
KO	1	2	3	4	5	6	7
КД,%	30	40	50	60	70	80	90

4.4. Алгоритм свертки

4.4.1 Результаты экспертизы элементов (зон) роторов по изложенной системе правил представляются в виде совокупности пар: категория опасности (***KO***) и коэффициент достоверности (***КД***), по одной паре на каждое правило. ***КД*** при этом задается не в процентах, а в относительных величинах от 0 до 1. Кроме этого, отдельные правила дают не значение ***KO***, а прибавку к нему (ΔKO), которая после свертки добавляется к результирующему ***KO***.

4.4.2 Алгоритм свертки сконструирован таким образом, чтобы в результате его работы выполнялись следующие очевидные принципы:

- при расхождении $КО$, полученных из различных правил, результирующее значение $КД$ снижается, а при совпадении – увеличивается;
- влияние правила на результирующее значение $КО$ тем больше, чем больше его $КД$;
- неполнота или давность выполнения контроля снижает окончательное значение $КД$.

Числовые коэффициенты, определяющие количественную реализацию указанных принципов, подбирались эмпирически, из результатов выполнения экспертизы для большого числа элементов (зон) роторов.

Свертка выполняется для каждого элемента (зоны) ротора.

4.4.3 Результаты вычислений по правилам экспертизы группируются следующим образом для каждого различного $КО_i$.

$КО_i$ – $КД_{i1}, КД_{i2}, \ldots, КД_{im}$,

где m – количество правил для которых $КО = КО_i$,

$КД_{i1}, КД_{i2}, \ldots, КД_{im}$ – расположены по убыванию.

Суммарное значение $КД_{сум\ i}$, соответствующее $КО_i$ вычисляется по рекурсивной формуле:

$$КД_{сум\ l}^{(i)} = КД_{сум\ l}^{(i-1)} + \alpha(1 - КД_{сум\ l}^{(i-1)}) \cdot КД_{il},$$

где l меняется от 2 до m,

$\alpha = 0.70$,

$КД_{сум\ l} = КД_{сум\ l}^{(m)}$.

4.4.4 Результирующее значение $КО_{рез}$ определяется по формуле:

$$КО_{рез} = \frac{\sum_i КО_i \cdot КД_{рез\ i}^k}{\sum КД_{рез\ i}^k} + \sum \Delta КО,$$

где $k = 3$;

$\sum \Delta КО$ - определяется из соответствующих правил.

Результат округляется до целого.

4.4.5 Результирующее значение $КД_{рез}$ определяется по формуле:

$$КД_{рез} = КД_{сум} \cdot \prod_l \left[\frac{1}{1 + |КО_{рез} - КО_i|} \right]^{\beta \cdot КД_{сум\ i}},$$

где $КД_{сум\ i}$ – величины, определенные в 4.4.4; $КД_{сум\ 1}$ – максимальное из этих значений; $\beta = 0.25$.

4.4.6 Вычисление окончательного значения $КО$

Вычисленное в п. 4.4.4 $КО_{рез}$ не может быть ниже значения $КО$ определенного из отношения наработки к парковому ресурсу или числа циклов в процессе эксплуатации к парковому. Величина отношения обозначена как β.

$0.80 < \beta \le 0.90$ $КО \ge 3$;
$0.90 < \beta \le 0.95$ $КО \ge 4$;
$0.95 < \beta$ $КО \ge 5$.

4.4.7 Определение окончательного значения $КО_{рот}$ для ротора в целом

$КО_{рот}$ принимается равным максимальному значению $КО_{рез}$ для отдельных элементов (зон) ротора. Блок-схема экспертизы для определения $КО_{рот}$ приведена на рис.3.

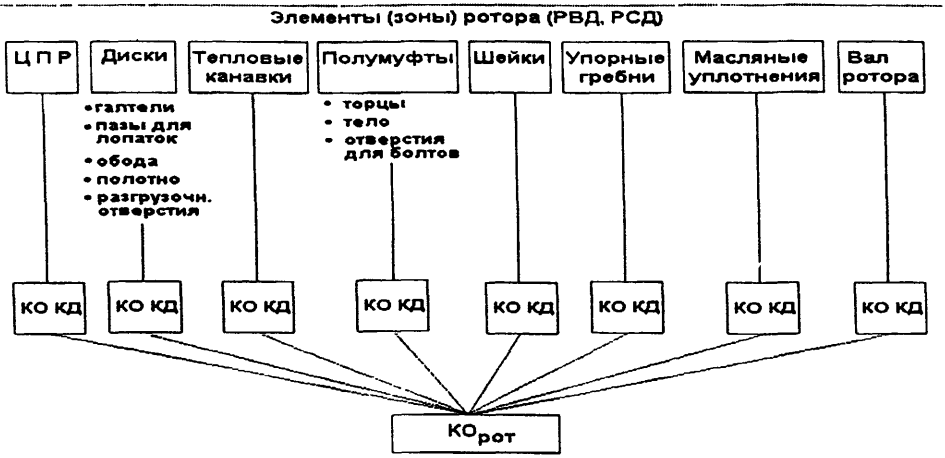


Рис.3. Блок-схема экспертизы состояния ротора

Примечание. Интегральное значение $КО_{рот}$ принимается равным максимальному значению $КО_{рез}$ указанных на схеме отдельных элементов (зон) ротора.

4.4.8 В зависимости от значений $КО_{рот}$ определяется относительный предел живучести (остаточный ресурс) и максимальная продолжительность эксплуатации до последующего контроля $\Delta\tau_к$. Общее описание $КО_{рот}$ и связанных с ним величин приведено в табл. 4.24.

Таблица 24

Характеристики категорий опасности РВД и РСД

КО	Характеристика *КО*	Относительный предел живучести (остаточный ресурс)	Максимальная продолжительность эксплуатации до последующего контроля, $\Delta\tau_к$
1	Безопасная ситуация	> 0,95	50000ч, но не более 8 лет
2	Незначительное ухудшение безопасной ситуации	0,70-0,95	45000ч, но не более 7 лет
3	Слабо опасная ситуация	0,55-0,70	40000ч, но не более 6 лет
4	Ситуация повышенной опасности	0,40-0,55	35000ч, но не более 5,5 лет
5	Весьма опасная ситуация	0,25-0,40	30000ч, но не более 5 лет
6	Значительный риск	0,15-0,25	20000ч, но не более 3 лет
7	Возможности катастрофической аварии	0-0,15	Необходима замена или ремонт ротора

4.4.9 По результатам экспертизы допустимый срок эксплуатации РВД и РСД до ближайшего контроля повреждений определяется следующим образом:

- Если категория опасности (*КО*) ≤ 4 и при этом в поверхностных зонах роторов все выявленные макродефекты удалены, в валах РВД и РСД отсутствуют дефекты с характерным размером (эквивалентным диаметром $d_э^*$) ≤ 1 мм, а контроль с помощью микрообразцов не выявил микротрещин, то продолжительность периода эксплуатации до ближайшего контроля $\Delta\tau_к \le 50000$ ч, но не более 8 лет.
- Если *КО* ≤ 4, но хотя бы в одной из зон РВД и РСД, где регламентирован микроструктурный мониторинг, микрообразец не взят, то $\Delta\tau_к \le 45000$ ч, но не более 7 лет.
- Если *КО* ≤ 4, но в двух зонах РВД и РСД, где регламентирован микроструктурный мониторинг, микрообразцы не взяты, то $\Delta\tau_к \le 40000$ ч, но не более 6 лет.

- Если $KO \le 4$, но в трех зонах РВД и РСД, где регламентирован микроструктурный мониторинг, микрообразцы не взяты, то $\Delta\tau_к \le 35000$ ч, но не более 5.5 лет.
- Если $KO \le 4$, но ни в одной зоне РВД и РСД, где регламентирован микроструктурный мониторинг, микрообразцы не взяты, то $\Delta\tau_к \le 30000$ ч, но не более 5 лет.

5 РЕГЛАМЕНТ КОНТРОЛЯ ЭЛЕМЕНТОВ (ЗОН) РОТОРА В ПЕРИОД КАПИТАЛЬНОГО РЕМРНТА

5.1 Объем контроля отдельных элементов (зон) ротора определяется требованиями действующих нормативов, а также набором правил настоящего РД в зависимости от $KO_{рез}$ и $КД_{рез}$ каждого элемента (зоны).

5.2 Элементы (зоны) ротора, подлежащие контролю в капитальный ремонт, формируются из следующих подгрупп:

5.2.1 ЦПР и диски первых наиболее высокотемпературных ступеней РВД и РСД, включая галтели и пазы для лопаток.

5.2.2 Элементы (зоны) ротора, где ранее были выявлены микродефекты или микроповреждения (при $KO \ge 3$).

5.2.3 Все элементы (зоны), которые ранее не подвергались контролю или у которых не проводилось восстановление живучести.

5.2.4 Элементы (зоны) ротора, в которых ранее были обнаружены трещины, коррозионные язвы и др. дефекты и глубина выборок для их устранения превысила на 1,0 мм и более глубину дефекта.

5.3. Очередность операций по контролю отдельных элементов (зон) ротора определяется значениями $KO_{рез}$ и $КД_{рез}$ В первую очередь контролируются элементы (зоны), у которых наибольшие значения $KO_{рез}$. При равенстве значений $KO_{рез}$ при установлении порядка контроля в первую очередь контролируются элементы, у которых $КД_{рез}$ ниже.

6. ОБОСНОВАНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЖИВУЧЕСТИ РОТОРОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН ПУТЕМ ПЕРИОДИЧЕСКОГО УДАЛЕНИЯ ТОНКОГО ПОВРЕЖДЕННОГО ПОВЕРХНОСТНОГО СЛОЯ

Для обоснования достоверности и эффективности технологии восстановления живучести роторов турбин путем периодического удаления тонкого поверхностного слоя металла в отраслевом метролого-технологическом комплексе (ОМТК-1) были проведены термоциклические испытания ротора высокого давления турбины К-200-130 ЛМЗ, выполненного из стали 25Х1М1Ф. Условия испытаний по величине термоциклических нагрузок и числу циклов были существенно более жесткими, чем реальные эксплуатационные. При испытаниях температура на открытой, без термоизоляции, верхней части придисковой галтели 1-ой ступени ротора поднималась до 540°С. После достижения указанной температуры включалось устройство впрыска воды с температурой 20°С. В зоне охлаждаемого пятна происходило резкое (в течение 25-30 секунд) снижение температуры до 105°С. После прекращения подачи воды температура поднималась до исходного уровня в течение ~ 2,5 минут. Таким образом, перепад температур ΔT при термоциклических испытаниях составлял ~ 435°С, а время одного цикла равнялось 3 мин.

Суммарная продолжительность испытаний составила 2600 циклов. Периодически, через 200 – 400 циклов осуществлялось удаление поверхностного слоя толщиной 0,2 – 0,3 мм.

Как показал микроструктурный анализ, после 400 циклов испытания без удаления поверхностного слоя в зоне термоциклирования была обнаружена микроповрежденность металла в виде микротрещин. Затем, в процессе испытаний было реализовано 6 этапов нагружения продолжительностью по 200 циклов с последующим удалением поверхностного слоя. После каждого из этапов не было обнаружено ни микротрещин, ни микропор.

Расчетное моделирование годичного цикла работы турбины, учитывающее все существенные нестационарные режимы - пуски-остановы, значительные периодические изменения

нагрузки и ее колебания, позволило сделать вывод о том, что в течение 200 экспериментальных циклов с амплитудой около 400°С и периодом 3 мин происходит накопление поврежденности не меньшее, чем за максимально допустимый период эксплуатации между капитальными ремонтами (50 тыс. ч, но не более 8 лет).

Таким образом, обоснованы эффективность и достоверность способа и технологии периодического восстановления живучести ротора путем удаления части поврежденного поверхностного слоя. Реализация такой технологии позволяет более чем в 3 раза превысить предельный парковый срок службы ротора.

Приложение 2 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Роторы паровых турбин ТЭС. Технология ультразвукового контроля центральной полости**	РД 153-34.0-20.605-2002-02ур

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на имеющие центральную полость диаметром 80 мм и более роторы высокого и среднего давления (РВД и РСД) всех типов турбин ТЭС и определяет технологию ультразвукового контроля со стороны центральной полости.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Технология ультразвукового контроля (УЗК) предназначена для обнаружения несплошностей металла цельнокованых роторов со стороны центральной полости на глубину до 80 мм. Данная технология позволяет надежно регистрировать дефекты с эквивалентной площадью от 2 мм^2.

1.2 Для проведения контроля необходимо обеспечить свободный доступ к центральной полости ротора (ЦПР).

1.3 УЗК выполняется после восстановления живучести ЦПР путём удаления тонкого (0,1÷0,2 мм) поверхностного слоя металла, и проведения видео-, вихретокового и ДАО контроля.

1.4 Контроль осуществляется контактным эхо-методом с использованием приспособления, ориентирующего датчик в заданном положении.

1.5 Контроль должен выполняться бригадой из двух дефектоскопистов, аттестованных согласно действующим отраслевым требованиям.

1.6 При проведении контроля необходимо руководствоваться РД 34.17.440-96 [3.67].

2 ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

2.1 Для проведения УЗК роторов применяется комплекс, включающий следующие средства:

2.1.1 Серийный дефектоскоп. Рекомендуется использовать УД2-12 или УДЦ-201. Допускается использование современных дефектоскопов с аналогичными характеристиками.

2.1.2 Специальные призматические пьезоэлектрические преобразователи (ПЭП), с углом ввода 60 и 90 градусов, притертые по внутренней поверхности ЦПР в осевой и азимутальной плоскостях (4 шт.) и прямой ПЭП. Рабочая частота ПЭП составляет 2,5 МГц.

2.1.3 Радиочастотный кабель РК-50 длиной не менее 10 м, снабженный разъемами для подключения к ПЭП и дефектоскопу.

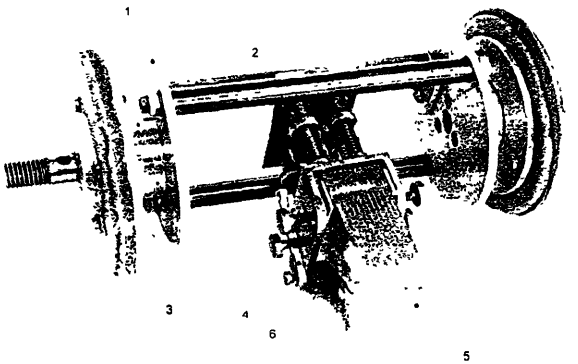
2.1.4 Устройство для ориентации и перемещения ПЭП в ЦПР с приспособлением для заливки контактной жидкости (рис.1), набором прокладок, соответствующих диаметру центральной полости, набором штанг длиной 8 метров и рулеткой длиной 10 метров.

2.2 Для создания акустического контакта ПЭП с металлом ротора применяются дегазированные жидкости, например минеральное масло. Для дегазации жидкости необходимо выдержать её не менее 8 часов при комнатной температуре в открытом сосуде.

2.3 При настройке комплекса для УЗК ЦПР используются:

- стандартный образец (СО-2);
- стандартный образец предприятия (СОП);
- настройка комплекса производится в соответствии с Дополнением А.

2.4 Перед проведением измерений дефектоскоп и ПЭП должны быть настроены в соответствии с РД 34.17.438-95 [3.36] и РД 34.17.440-96 [3.67].



1. Сканирующая каретка.
2. Прижимное устройство.
3. Направляющие диски с проводниками.
4. Крепеж ПЭП.
5. ПЭП.
6.Приспособление для подачи контактной жидкости.

Рис.1. Устройство для ориентации и перемещения ПЭП в ЦПР

3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

3.1. После вскрытия цилиндра, ротор устанавливается на роликовые опоры. Пробки извлекаются из ЦПР. ЦПР должна находиться на высоте 1-1.5 м от уровня пола. Ротор следует разместить так, чтобы имелся свободный доступ к его торцам для ввода штанги с приспособлениями, размещения приборов и рабочего места операторов.

3.2. Шлифуется поверхность канала до R_z = 10мкм.

4 ПРОВЕДЕНИЕ КОНТРОЛЯ ЦПР

4.1. Контроль проводится в четыре этапа с различными типами ПЭП: 60 градусным осевым, 60 градусным азимутальным, 90 градусным осевым, 90 градусным азимутальным.

4.2. Параметры контроля:

- частота ультразвуковых колебаний ПЭП - 2,5 МГц;
- диаметр пьезопластины - 12 мм;
- угол призмы - 46°±1° для угла ввода 60° и 56°±1° для угла ввода 90°.

4.3. При работе с ПЭП с углом ввода 90° возбуждаются и детектируются поверхностные волны и соответственно контролируется приповерхностный слой в области ЦПР глубиной до 2 мм.

4.4. При работе с датчиками с углом ввода 60° контролируются ЦПР на глубину от 2 до 80 мм.

4.5. Контроль ЦПР в ходе каждого этапа осуществляется в следующем порядке:

4.5.1 Настроить аппаратуру в соответствии с Дополнением А.

4.5.2 Установить ПЭП в ориентирующее приспособление.

4.5.3 Ввести ориентирующее приспособление в ЦПР.

4.5.4 Залить примерно 100 мл контактной жидкости.

4.5.5 Убедиться в наличии акустического контакта.

4.5.6 Провести контроль ЦПР при следующих режимах сканирования:

- в азимутальной плоскости полный угол поворота не менее 360° с шагом не более 6 мм;
- в осевой плоскости шаг должен составлять не более 6 мм.

4.5.7 При обнаружении сигнала, превышающего допустимый уровень, измеряется амплитуда и положение эхо-сигнала, координаты обнаруженного дефекта заносятся в протокол.

4.5.8 В процессе контроля необходимо следить за наличием акустического контакта по зондирующему импульсу и периодически проверять чувствительность прибора.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ДЕФЕКТОВ И ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ

5.1. Для обнаруженного дефекта определяются:

- амплитуда сигнала;
- азимутальный угол;
- расстояние от полумуфты (торца) ротора (линейная координата);
- эквивалентный диаметр (площадь) дефекта;
- условная протяженность дефекта;
- глубина залегания дефекта.

5.2. Определение характеристик дефектов проводятся согласно РД 34.17.440-96 [3.67].

5.3. По результатам контроля оформляется протокол проверки и дефектограмма ротора.

5.4. Все выявленные недопустимые дефекты, расположенные на глубине до 2 мм от поверхности ЦПР, удаляются.

Выборка дефектов осуществляется в соответствии с РД 153-34.0-20.605-2002-01ир (Приложение 1).

Удаление более глубоких подповерхностных дефектов выполняется по индивидуальной программе, создаваемой и утверждаемой Отраслевой Службой «Живучесть ТЭС».

6 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. При проведении контроля следует руководствоваться следующими нормативными документами:

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РД 34.20.501-95 [3.30];
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей ГОСТ 12.1.038-82 [3.12];
- Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей ГОСТ 12.1.007-89 [3.8].

6.2. Перед допуском к проведению контроля все лица, участвующие в его выполнении, должны пройти инструктаж по технике безопасности с регистрацией в журнале.

6.3. Перед включением в электрическую цепь вся аппаратура должна быть заземлена голым гибким медным проводом сечением не менее 2,5 мм^2.

Дополнение А к РД 153-34.0-20.605-2002-02ук

НАСТРОЙКА ДЕФЕКТОСКОПА

1 При настройке дефектоскопа применяются стандартные образцы СО-2 и СОП, изготовленные по РД 34.17.440-96 [3.67].

2 Проверка работоспособности дефектоскопа проводится в следующем порядке:

Подключается прямой ПЭП; по стандартному образцу СО-2 регулируется амплитуда сигнала от отверстия диаметром 6 мм таким образом, чтобы она составляла 1/2 высоты экрана; проводится запись показания аттенюатора.

3 Настройка дефектоскопа при контроле поверхностными волнами

3.1 Настройка дефектоскопа при контроле поверхностными волнами в осевом направлении

3.1.1 Подключить к дефектоскопу ПЭП с углом ввода 90° и направлением излучения в осевом направлении.

3.1.2 По стандартному образцу СО-2 откалибровать развёртку дефектоскопа так, чтобы весь экран соответствовал 100 мм.

3.1.3 По СОП установить максимальную амплитуду сигнала, равную 1/2 высоты экрана, от риски, расположенной в азимутальном направлении.

Записать показания аттенюатора, которые будут соответствовать браковочному уровню.

3.2 Настройка дефектоскопа при контроле поверхностными волнами в азимутальном направлении

3.2.1 Подключить к дефектоскопу ПЭП с углом ввода 60° и направлением излучения в азимутальном направлении.

3.2.2 По стандартному образцу СО-2 откалибровать развёртку дефектоскопа так, чтобы весь экран соответствовал 100 мм.

3.2.3 По СОП установить максимальную амплитуду сигнала, равную 1/2 высоты экрана, от риски, расположенной в осевом направлении.

Записать показания аттенюатора, которые будут соответствовать браковочному уровню.

4 Настройка дефектоскопа при контроле наклонными ПЭП

4.1 Настройка дефектоскопа при контроле наклонными ПЭП с излучением в осевом направлении

4.1.1 Подключить к дефектоскопу ПЭП с углом ввода 60° и направлением излучения в осевом направлении.

4.1.2 Проверить по СО-2 возможность обнаружения отверстия диаметром 2 мм, расположенного на глубине 3 мм. Если отверстие не обнаруживается, - заменить ПЭП.

4.1.3 По СОП установить уровень сигнала от четырех плоскодонных отражателей, расположенных в осевом направлении на глубине 5,10,20,40 мм, равным 1/2 высоты экрана.

4.1.4 Проверить по этим сигналам правильность настройки временной развертки чувствительности (ВРЧ) и глубиномера. При необходимости провести подстройку.

Записать показания аттенюатора, которые будут соответствовать браковочному уровню.

4.2 Настройка дефектоскопа при контроле наклонными ПЭП с излучением в азимутальном направлении

4.2.1 Подключить к дефектоскопу ПЭП с углом ввода 60° и направлением излучения в азимутальном направлении.

4.2.2 Проверить по СО-2 возможность обнаружения отверстия диаметром 2 мм, расположенного на глубине 3 мм. Если отверстие не обнаруживается, заменить ПЭП.

4.2.3 По СОП установить амплитуду сигнала от четырех плоскодонных отражателей, расположенных в азимутальном направлении на глубине 5, 10, 20, 40 мм, равным 1/2 высоты экрана.

4.2.4 Проверить по этим сигналам правильность настройки ВРЧ и глубиномера. При необходимости провести подстройку.

Записать показания аттенюатора, которые будут соответствовать браковочному уровню.

Приложение 3 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Роторы паровых турбин ТЭС. Мониторинг микроструктуры внутренней поверхности зоны центральной полости**	РД 153-34.0-20.605-2002-03мр

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на имеющие центральную полость (ЦПР) диаметром 80 мм и более роторы высокого и среднего давления (РВД и РСД) всех типов турбин ТЭС и определяет технологию микроструктурного мониторинга металла ЦПР путем выборки микрообразцов.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Метрология

1.1.1 Микроструктурный мониторинг осуществляется путем выборки микрообразцов в наиболее информативных и повреждаемых зонах центральной полости ротора. Измерение микроповреждений полученных образцов производят с помощью средств оптической и электронной микроскопии.

Заключение о категории опасности делают, используя отраслевую экспертную систему «Живучесть оборудования ТЭС».

1.1.2 Выбор наиболее опасных, информативных мест для отбора микрообразцов производят с учетом результатов ультразвуковой, вихретоковой, аммиачной (ДАО-технологии) дефектоскопии, а также визуального (телевизионного) контроля.

1.1.3 При отсутствии повреждений, выявляемых с помощью средств, указанных в п.1.1.2., выбирают два микрообразца в зоне наибольших стационарных температур (учет ползучести) и деформаций (учет сочетания усталости и ползучести). Таковой является зона первой ступени ротора (зона паровпуска).

1.1.4 Металловедческая экспертиза критериев микроповреждения производится по портретам микроструктур в соответствии с РД 153-34.0-20.605-2002-01ир (Приложение 1). Кроме того, проводится измерение микротвердости микрообразцов в соответствии с ГОСТ 9450-76 [3.22].

1.1.5 Результаты микроструктурного мониторинга представляются в виде «портретов микроструктуры» и экспертных заключений, характеризующих тенденцию количественного и качественного изменения критериев микроповреждения от ремонта к ремонту.

Эти результаты используются как база данных в экспертной системе на предприятии, где эксплуатируется данный ротор, и в отраслевой системе «Живучесть оборудования ТЭС».

1.2 Технология

1.2.1 Выборку микрообразцов в центральной полости ротора проводят с помощью электроэрозионной технологии.

1.2.2 Опыт освоения технологии по п.1.2.1 накоплен при выборке микрообразцов в роторах, дисках, корпусах турбин, в гибах паропроводов на Костромской и Рязанской ГРЭС.

1.2.3 После выборки микрообразца, оставшееся углубление, имеющее вид полуэллипсоида, глубиной не более 2 мм, выглаживается с помощью абразивной зачистки и шлифовки.

1.2.4. В зоне паровпуска выбирают два микрообразца, расположенных диаметрально противоположно. Длина образца составляет 8-10 мм, ширина 4-5 мм, а толщина - 1,5-1,8 мм. Эти же размеры обязательны при выборке микрообразцов в иных зонах центральной полости.

В пределах зоны паровпуска места выборки микрообразцов окончательно определяются как наиболее дефектные по результатам вихретоковой дефектоскопии, контроля по ДАО-технологии и визуального (телевизионного) контроля.

1.2.5 Достоверность определения тенденции изменения критериев микроповреждения обеспечивается путем выборки микрообразцов в последующие капитальные ремонты в тех же зонах, что и при первичной выборке. Расстояние между выборками должно быть не менее 10-кратной ширины выборки (40-50 мм).

1.2.6 Периодичность контроля микроповрежденности

1.2.6.1 До выявления микропор и микротрещин в зоне центральной полости:

- после монтажа или замены ротора;
- после 100000ч эксплуатации;
- после достижения паркового ресурса;
- далее каждый капитальный ремонт.

1.2.6.2 После выявления микропор и/или микротрещин периодичность капитальных ремонтов и выборки микрообразцов определяется решением экспертно-технологической комиссии на основе заключений экспертной системы «Живучесть ТЭС».

1.3 Система нормативов

1.3.1 Данный руководящий документ является неотъемлемой частью системы нормативных документов по направлению «Живучесть ТЭС».

2 ПОРЯДОК РЕАЛИЗАЦИИ

2.1 В период освоения данной технологии в отрасли для обеспечения необходимой культуры ее реализации выборку микрообразцов, зачистку и шлифовку зон выборки осуществляют аттестованные специалисты отраслевого метролого-технологического комплекса (ОМТК), действующего на Костромской ГРЭС.

2.2 Все сопутствующие технологические операции, включая предварительный неразрушающий контроль ротора с определением зон выборки микрообразцов, подготовки шлифов, определении категории опасности могут проводить или специалисты данной ТЭС или выездная бригада ОМТК.

2.3 Все необходимые дополнительные разъяснения по методологии, технологии и нормативному аспекту микроструктурного мониторинга содержатся в РД 153-34.0-20.605-2002-01ир (Приложение 1).

Приложение 4 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Стальные литые корпуса цилиндров турбин и крупной паропроводной арматуры. Технологии контроля трещиностойкости, восстановления и контроля живучести**	РД 153-34.0-20.605-2002-04кт

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на выработавшие 75% и более предельного паркового ресурса литые корпуса цилиндров турбин и корпуса стопорных клапанов высокого и среднего давления ТЭС, входящих в РАО «ЕЭС России» и включенных в перечень региональных центров ОС «Живучесть ТЭС.

РД определяет технологию контроля трещиностойкости, восстановления и контроля живучести перечисленных выше элементов энергооборудования.

Настоящий РД не распространяется:

- на дефектные зоны в конструкционных сварных швах;
- на дефектные зоны в подфланцевой части корпусов стопорных клапанов турбин ПВК-200-1, к-200-130-1, К-200-130-2;
- на дефектные зоны, на которых повреждение металла глубиной более 15% толщины стенки корпуса наблюдается на одном и том же участке как с внутренней, так и с внешней поверхностей корпуса;
- на дефектные зоны, возникшие по границам ремонтных заварок корпуса. Для ликвидации указанных дефектных зон следует использовать действующий в отрасли для допредельной области РД 108.021.112-88 [3.63].

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Результаты расчетно-экспериментальных исследований и практика эксплуатации литых корпусов турбин и арматуры позволили установить, что на длительном этапе (30-40 лет и более) живучесть этих элементов определяется повреждением только характерных локальных зон.

1.2 За исключением дефектов в подфланцевой зоне стопорных клапанов, где в принципе возможно хрупкое разрушение корпуса с катастрофическими последствиями (стопорные клапаны турбин ПВК-200-1, К-200-130-1, К-200-130-2), даже возникновение сквозных повреждений в литых корпусах турбин и клапанов, не ведет к катастрофическим последствиям.

1.3 Согласно экспериментальным и расчетным исследованиям скорость развития дефектов в литых корпусах в запредельной области эксплуатации не превышает значений, характерных для эксплуатации в допредельной области.

1.4 Исчерпание ресурса корпусов определяется особенностями процессов развития локальных трещиноватых зон и восстановления живучести корпусов в этих зонах. При этом каждый акт восстановления, включающий удаление трещиноватости и заварку выборки, стирает частично или полностью память корпуса об истории нагружения в этой зоне и вносит принципиально неустранимую неопределенность при оценке свойств и напряженного состояния этой зоны, при учете роли предыстории.

1.5 Как показал многолетний опыт эксплуатации литых корпусов, знаний, полученных по результатам испытаний образцов, в том числе изготовленных из проб металла данного корпуса, взятых непосредственно в данный капитальный ремонт, принципиально недостаточно для продления срока эксплуатации корпуса в запредельной области.

1.6 Комплексное знание о живучести корпусных деталей в запредельной области формируется по результатам следующих испытаний и измерений:

- прочностные испытания списываемых корпусов;

- определение трещиностойкости и скорости развития трещин в данном корпусе;
- определение микроструктуры металла в области развития трещиноватых зон;
- испытания образцов металла из данного корпуса;
- анализ сведений банка данных о живучести всего парка корпусов, группы-лидера, места данного корпуса в общей картине изменения живучести парка.

1.7 Для повышения надежности и достоверности принимаемых решений используется созданная МКС «Живучесть ТЭС» совместно с Костромской ГРЭС информационно-экспертная система. Эта система позволяет повысить достоверность прогноза живучести литых корпусов, как для определенного рассматриваемого корпуса, так и для парка подобных корпусов.

1.8 Важную роль в совокупности данных, позволяющих установить сроки дальнейшей эксплуатации в запредельной области, играет информация о развитии трещиноподобных дефектов за межремонтный период. Чем больше срок наблюдений за развитием трещиноватой зоны, тем достовернее можно прогнозировать ее развитие в следующий период эксплуатации.

1.9 Существуют глубокие аналогии по развитию трещиноподобных дефектов в литых корпусах цилиндров турбин и корпусах стопорных клапанов (СК) цилиндров высокого и среднего давления. Контроль за развитием дефектов в корпусах СК, эксплуатируемых при более жестких условиях, чем литые корпуса цилиндров турбин, позволяет прогнозировать развитие трещиноватых зон в изготовленных из той же марки стали корпусах цилиндров турбин.

1.10 Технология определения живучести корпусных элементов энергооборудования включает описание способов выявления и определения характерных параметров трещиноватых зон. Описываются технологии восстановления живучести литых корпусов как содержащих неглубокие трещиноватые зоны, так и имеющих сквозные дефекты.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТЫХ ЗОН В ЛИТЫХ КОРПУСАХ ЦИЛИНДРОВ ТУРБИН И ПАРОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

2.1 Выявление трещиноподобных дефектов на контролепригодных зонах внутренней и внешней поверхностей литых корпусов проводится силами лабораторий металлов (лабораторий измерения дефектности оборудования) ТЭС при ремонтах оборудования в объемах, предусмотренных РД 34.17.440-96 [3.67].

2.2 Для выявления трещиноподобных дефектов рекомендуется использовать магнитопорошковую дефектоскопию – ГОСТ 21105-87) [3.7] и/или вихретоковую технологию и ДАО-технологию в соответствии с РД 153-340-20.605-2002-12вт (Приложение 12) и РД 153-34.0-20.605-2002-11ао (Приложение 11).

Ранее выявленные трещиноподобные дефекты обнаруживают визуально по концевым маркерам, а также концевым и срединным выборкам.

Для определения положения вершин трещин рекомендуется использовать ДАО-технологию. Возможно также применение МПД, капиллярной цветной дефектоскопии – ГОСТ 18442-80 [3.10], химического травления – ОСТ 34-70-690-96 [3.24].

При определении полноты выборки трещины рекомендуется использовать ДАО технологию. Допускается применение для этого цветной дефектоскопии или химического травления.

2.3 **Определение параметров впервые выявленных трещиноподобных дефектов** проводится по следующей технологии:

2.3.1 Выполняется кернение вершин трещин и неповрежденного металла, на расстоянии не менее 50 мм от вершины трещины. Это позволяет восстановить положение вершин трещины на изделии после производства концевых и срединных выборок.

2.3.2 Фиксируется портрет трещины (трещиноватой зоны) на изделии. Для этого рекомендуется использовать ДАО-технологию. Возможно фотографирование дефекта или его

изображения, полученного на поверхности при проведении МПД, а также использование штрихового метода или метода «сернистой фотографии».

2.3.3 С использованием измерительных инструментов определяются координаты концов трещины на изделии. Результаты измерений заносятся в карту контроля - формуляр.

2.3.4 Измерение глубины проникновения трещины внутрь материала проводится не менее чем в 3 точках по ее длине. Измерение глубины трещины может быть проведено приборами типа ИГТ-3, ИГТ-4 (изготовитель ОТС «Живучесть ТЭС»), XRT 705 фирмы «Krautramer», либо другими вихретоковыми или электропотенциальными приборами. По краям трещины и в зоне, где глубина трещины согласно показаниям прибора максимальна, делаются контрольные выборки.

При отсутствии приборов или в случаях, когда глубина трещины оказывается вне диапазона измерений имеющегося прибора, она определяется путем контрольных выборок материала на концах трещины и в месте максимального раскрытия трещины. Если протяженность трещины менее 40 мм, то глубина может определяться только в зоне максимального раскрытия.

Контрольные выборки материала для определения глубины делаются либо шлифмашинкой, либо путем расточки «шарошками» или борфрезами предварительно засверленных мест. Глубина выборки измеряется штангенциркулем или индикаторной головкой с использованием простейших приспособлений для фиксации на поверхности корпуса.

2.3.5 При наличии результатов измерений глубины трещины, глубина первоначальной выборки принимается равной 0.7 от измеренной глубины, а затем контроль наличия трещины на дне выборки проводится с шагом 10% от глубины выборки, но не менее чем через 1 мм. Если данные измерений отсутствуют, то контроль проводится с шагом 1 мм до глубины, равной 5 мм, а далее с шагом 2 мм. Если ось трещины по мере углубления выходит из выборки, выборка расширяется таким образом, чтобы захватывать «конец, край» трещины.

2.3.6 Глубиной трещины считается глубина контрольной выборки, при которой след трещины на дне выборки перестает регистрироваться при помощи ДАО-технологии или химического травления. Максимальной глубиной трещины (трещиноватой зоны) считается максимальное из значений глубины, измеренных в различных точках по длине трещины (трещиноватой зоны).

2.3.7 Длиной трещины считается расстояние, между концевыми маркерами, измеренное по следу трещины на поверхности изделия. Протяженность трещин определяется по портрету трещиноватой зоны.

2.3.8 При раскрытиях более 0.5 мм место максимального раскрытия определяется визуально или с помощью щупа. При меньших раскрытиях - по ДАО-технологии определяется место, где ширина и/или яркость ДАО-портрета трещины максимальны. Затем оптическими методами измеряется величина раскрытия в этом месте. Место определения величины раскрытия трещины отмечается кернением.

2.3.9 Трещины считаются принадлежащими к одной трещиноватой зоне, если выполняется хотя бы одно из следующих условий:

- минимальное расстояние по поверхности корпуса между участками трещин меньше максимальной глубины трещин на этом участке;
- минимальное расстояние между концевыми маркерами трещин, идущих в одном направлении, меньше удвоенной максимальной глубины трещины.

2.3.10 Протяженностью трещиноватой зоны считается максимальное расстояние между участками трещин, принадлежащих к одной трещиноватой зоне или максимальное расстояние между концевыми выборками.

2.3.11 Максимальной глубиной трещиноватой зоны считается максимальная глубина принадлежащих данной зоне трещин или максимальная глубина выборки в зоне максимальной глубины трещины.

2.3.12 Шириной трещиноватой зоны считается максимальное расстояние между трещинами, идущими в одном, продольном направлении или максимальный диаметр овальной выборки.

Если в выборке, сделанной в зоне максимального раскрытия трещины, по мере углубления выборки поверхностный след трещины выходит за границу выборки, то выборку расширяют в направлении оставшегося на дне выборки следа трещины.

2.3.13 В каждой из выборок вершины трех наиболее глубоких трещин фиксируются как центр окружности радиусом 3 мм с помощью кольцевого пуансона (рис.1).

При наличии множества трещин по краям трещиноватой зоны (концевые выборки) или в зоне максимальной глубины трещин (срединная выборка) необходимо фиксировать положение трех наиболее глубоких трещин в каждой выборке.

2.4 **Определение изменений состояния трещиноватой зоны за межремонтный период** осуществляется по следующей технологии:

2.4.1 Для выявления вновь образовавшихся дефектов в ранее зафиксированной трещиноватой зоне выполняется неразрушающий контроль и проводится фиксация портрета трещиноватой зоны и сравнение его с портретом, полученным во время предыдущего ремонта.

Если в трещиноватой зоне добавились новые трещиноподобные дефекты, то их параметры определяются согласно изложенному ранее.

2.4.2 С использованием ДАО-технологии или химического травления определяется, произошло ли за межремонтный период распространение трещин в центральной и концевых контрольных выборках за пределы концевых маркеров, сделанных во время предыдущего ремонта.

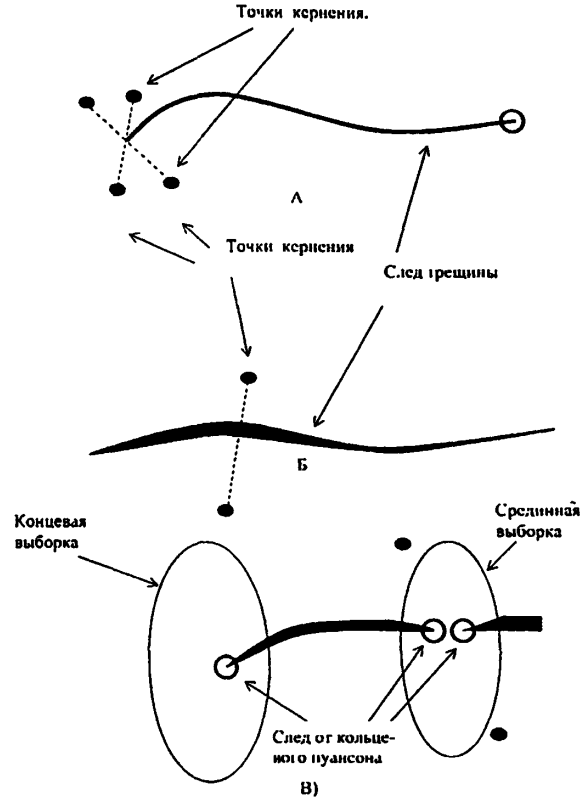


Рис.1.Схема фиксации трещин при определении трещиностойкости.
А - фиксация положения концов трещин методом кернения или с помощью кольцевого пуансона (если не предусматривается выполнение концевой выборки); **Б** - фиксация кернением места максимального раскрытия трещины, **В** - фиксация положения концов трещины в концевых и срединных выборках с использованием кольцевого пуансона.

2.4.3 Следует считать, что параметры трещиноватой зоны за межремонтный период не изменились, если за это время не произошло появления новых трещиноподобных дефектов, трещины не «вошли» внутрь донной части контрольных выборок, изменение положения вершин трещин на боковых поверхностях контрольных выборок не превысило 1 мм.

2.4.4 Если трещины вошли внутрь срединной или концевых выборок, то последовательно углубляя выборки на 0.5 мм следует определить глубину трещин в выборках.

Если трещины вышли за пределы концевых выборок трещиноватой зоны, то следует сделать новые концевые выборки или продлить старые для определения глубины трещины. Затем следует определить максимальное раскрытие трещины в трещиноватой зоне, а также протяженность и максимальную глубину трещиноватой зоны.

2.5 Информация об обнаруженных при обследовании дефектах, включающая в себя портреты трещиноватых зон, их координаты на изделии, результаты измерений параметров трещин, информация об изменениях в трещиноватых зонах за межремонтный период, результаты определения микроструктурных и механических свойств металла в поврежденных зонах, информация о принятых мерах по восстановлению живучести заносятся в базу данных информационно - экспертной системы.

3 АЛГОРИТМ ЭКСПЕРТИЗЫ ПОВРЕЖДЕННОСТИ ЛИТЫХ КОРПУСОВ ТУРБИН, СОДЕРЖАЩИХ ТРЕЩИНОВАТЫЕ ЗОНЫ

3.1 Экспертиза базируется на результатах периодического контроля корпусов, выполняемого методами ВТК, ДАО, отбора микрообразцов и измерения электропотенциала.

3.2 При определении меры поврежденности корпусов используется понятие категорий опасности (КО). Общее описание категорий опасности и связанных с ними относительных характеристик макродефектов, категорий повреждений микроструктуры, регламента контроля, технологии восстановления трещиноватых зон приведено в табл.1.

Таблица 1

Характеристики категорий опасности, регламент контроля, технологии восстановления живучести литых корпусов турбин ТЭС

КО	Характеристика *КО*	Относительные характеристики макродефектов			Категория повреждения микроструктуры (*КПМ*)	Максимальная продолжительность до последующего контроля $\Delta\tau_к$ лет	Технологии контроля	Технологии восстановления живучести
		$\bar{h}=h/H$	$\bar{l}=l/L$	$\bar{b}=b/H$				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Безопасная ситуация	≤ 0.3	≤ 0.1	≤ 1	В пределах исходной микроструктуры	8	–	–
2	Незначительное ухудшение безопасной ситуации	≤ 0.4	≤ 0.25	1-1.25	Небольшие изменения исходной микроструктуры	5	–	–
3	Слабо опасная ситуация	≤ 0.5	≤ 0.35	1.25-1.5	Заметные изменения исходной микроструктуры	4	–	–
4	Ситуация повышенной опасности	≤ 0.6	≤ 0.5	1.5-1.7	Существенные изменения исходной микроструктуры	3	ВТК	Частичное удаление дефекта. Оставленный трещиноподобный дефект – датчик живучести.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Весьма опасная ситуация	≤ 0.7	≤ 0.7	1.7-1.9	Наличие микропор по телу и границам зерен	2	ВТК, ДАО, микрообразцы, электропотенциал	Аналогично KO = 4 при регламентирующем увеличении размеров дефектной зоны $(\bar{h},\bar{l},\bar{b})$ после восстановления живучести.
6	Значительный риск	≤ 0.8	≤ 0.8	1.9-2.0	Наличие цепочек микропор и микротрещин	1	ВТК, ДАО, микрообразцы, электропотенциал	
7	Возможность катастрофической аварии	≤ 1.0	≤ 1.0	> 2.0	Наличие макротрещин	< 1	ВТК, ДАО, микрообразцы, электропотенциал	Восстановление живучести при наличии сквозного дефекта без вскрытия цилиндра

Примечание: $\bar{h},\bar{l},\bar{b}$ – относительная глубина, длина и ширина дефектов;

h,l,b – фактическая глубина, длина и ширина дефектов;

H, L – толщина и длина окружности корпуса по внутреннему диаметру.

3.3 Если протяженность вновь выявленных трещиноватых зон не превышает 40 мм, а глубина - 5 мм, то выявленный дефект оставляют в качестве датчика трещиностойкости.

3.4 Если максимальная глубина вновь выявленной трещиноватой зоны не превышает 10% от минимальной толщины корпуса в этой зоне (с учетом сделанных выборок) и протяженность трещиноватой зоны не превышает 0,7 от наибольшего допустимого диаметра неукрепленного отверстия в цилиндрических деталях (ОСТ 108.031.08-85 [3.27], сталь 15Х1М1ФЛ), то восстановление живучести корпуса в трещиноватой зоне проводится путем частичной выборки зоны до неповрежденного металла с образованием по краям и в середине зоны полуовальных полостей-ловушек. Выполнение полостей-ловушек осуществляется также в том случае, если прирост глубины этой трещиноватой зоны за межремонтный период не превышает значений, характерных для допредельной области эксплуатации литых корпусов, т.е. не превышает $0.05N$ [мм] (N - число пусков за межремонтный период).

3.5 Если максимальная глубина впервые выявленной трещиноватой зоны лежит в пределах 10-33% от минимальной толщины корпуса в этой зоне (с учетом сделанных выборок), то на дне контрольных выборок в этих зонах проводится отбор микрообразцов для микроструктурного анализа.

Если данные микроструктурного анализа удовлетворительны, т.е. категория опасности, не превышает 4-ю, то следует действовать согласно п.2. В противном случае решение об объемах ремонта корпуса и продлении срока его эксплуатации принимается экспертной комиссией МКС «Живучесть ТЭС».

Во всех остальных случаях на дне контрольных выборок проводится отбор микрообразцов для микроструктурного анализа. При необходимости дополнительно проводятся исследования дефектных зон ультразвуковыми и рентгенографическими методами.

На основании полученных данных решение о мерах по восстановлению живучести корпуса и продлению срока его эксплуатации принимается ЭТК совместно с МКС.

Восстановление живучести корпуса при глубине трещиноватой зоны более 50% толщины стенки корпуса, в том числе при наличии сквозных дефектов проводится в соответствии с указаниями, изложенными в разделе 5.

4 ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЖИВУЧЕСТИ ЛИТЫХ КОРПУСОВ ТУРБИН, СОДЕРЖАЩИХ НЕГЛУБОКИЕ ТРЕЩИНОВАТЫЕ ЗОНЫ, ПУТЕМ ВЫПОЛНЕНИЯ ПОЛОСТЕЙ ЛОВУШЕК, ТОРМОЗЯЩИХ РАЗВИТИЕ ЗОНЫ

4.1 При незначительной (не более 1/3 толщины стенки корпуса) глубине трещиноватой зоны, с учетом изложенных ограничений, восстановление живучести литых корпусов целесообразно путем частичной выборки зоны (по краям и в середине зоны в виде полуовальных полостей-ловушек) до неповрежденного металла.

4.2 Посредине длины трещиноватой зоны выполняют выборку 1 (рис.2). Эта выборка имеет вид, при котором сечения, параллельные поверхности корпуса, выполняются в виде полуовала, большая ось которого «a» перпендикулярна продольной оси магистральной трещины или трещиноватой зоны. Малая ось «b» определена соотношением:

$$h_1 < b_1 < 40 \text{ мм},$$

а большая ось «a_1» соотношением

$$a_1 = c_1 + 1{,}8h_1,$$

где h_1 - максимальная глубина выборки посредине трещиноватой зоны, c_1 - ширина зоны посредине ее длины.

Глубина h этой выборки должна на 3-5 мм превышать глубину трещиноватой зоны, а закругления выборки должны быть выполнены вне трещиноватой зоны. Радиусы закруглений выборки в направлении оси «с» равны $h/2$. Если $h<10$ мм, то радиусы закруглений принимаются равные 5 мм.

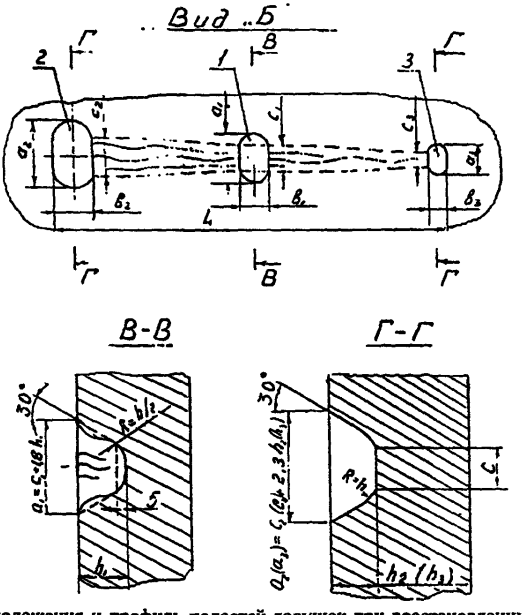


Рис.2. Схема расположения и профиль полостей-ловушек при восстановлении живучести литых корпусов путем выборки зоны до неповрежденного металла в трещиноватой зоне малой глубины.

4.3 Если максимальная глубина h выборки 1 не превышает 1/3 толщины стенки корпуса в зоне выборки, а протяженность зоны не превышает 0,7 от наибольшего допустимого диаметра неукрепленного отверстия в цилиндрических деталях по ОСТ 108.031.08-85 [3.27], то трещиноватая зона выбирается не полностью. При этом необходимо выполнить следующее:

По краям фронта трещиноватой зоны выполняются овальные выборки 2 и 3 (см. рис.2). Форма этих выборок аналогична форме выборки 1.

Малая ось b_2 (b_3) выборок 2 и 3 равна b_1 и определена соотношением (1), а большие оси a_2 и a_3 (рис.2) определены соотношениями:

$a_2 = c_2 + 2{,}3h_2$,

$a_3 = c_3 + 2{,}3h_3$.

Здесь h_2 и h_3 - максимальные глубины выборок по краям трещиноватой зоны, c_2 и c_3 - ширина зоны по краям у выборок 2 и 3.

Значение радиуса R в выборках 2,3 (см. рис. 2) должно быть равным максимальной глубине выборки 1 (h). Если $h < 5$ мм, то $R = 5$.

4.4 С помощью ДАО-контроля или химического травления определяется положение вершин трещин на боковых поверхностях полостей ловушек. Портреты этих трещин документируются. Вершины трещин на боковых поверхностях полостей-ловушек отмечаются кернением.

4.5 Повторный контроль металла трещиноватой зоны и выборок должен быть выполнен в следующий капитальный ремонт, но не позднее, чем через 50 тыс. ч эксплуатации.

Если при этом размеры трещиноватой зоны соответствуют условиям, изложенным ранее, то дополнительных мер не требуется.

4.6 Если максимальная глубина выборки 1 превышает 1/3 толщины стенки корпуса в зоне выборки, то восстановление живучести корпуса осуществляют по технологии для глубоких или сквозных трещин.

4.7 Если протяженность трещиноватой зоны превышает 0,7 от наибольшего допустимого диаметра неукрепленного отверстия, то ремонт корпуса осуществляется в соответствии с [3.63, 3.90, 3.91].

5 КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛИТЫХ КОРПУСОВ ТУРБИН СО СКВОЗНЫМИ ДЕФЕКТАМИ

5.1 Восстановление стальных литых корпусов со сквозными трещинами в цилиндрах высокого и среднего давления турбин ПО ЛМЗ и ПО ТМЗ на действующих ТЭС осуществляется без вскрытия цилиндра (промышленный эксперимент).

5.2 При обнаружении сквозного дефекта в литом стальном корпусе цилиндра (высокого или среднего давления) в условиях, когда до планового капитального ремонта энергоустановки остается значительный срок (месяцы и более), осуществляется восстановление ресурса такого корпуса без вскрытия цилиндра турбины. Для этого энергоустановку выводят в кратковременный (несколько суток) ремонт. В дефектной зоне цилиндра вскрывают тепловую изоляцию. Осуществляют разделку дефектной зоны на глубину 80-90% от толщины стенки корпуса. Концы оставшейся трещины засверливают, отверстия закрывают пробками и обваривают.

5.3 Фронт трещины накрывают арочным элементом, являющимся деконцентратором («ловушкой трещины»). Химический состав стали этого элемента и корпуса должен быть одинаковым. Оставшуюся полость выборки в корпусе заполняют наплавляемым металлом в соответствии с [3.75]. Контроль качества выполненной работы осуществляют в соответствии с [3.76].

Приложение 5 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий, сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС».	РД 153-34.0-20.605-2002-05ил
Лопатки паровых турбин. Интерактивная система восстановления и контроля живучести лопаток по технологии «ЭИЛ-кольчуга»	

Настоящий руководящий документ (далее РД) распространяется на стальные лопатки последних ступеней паровых турбин ТЭС мощностью 100 МВт и более, подверженные эрозионно-коррозионному износу (ЭКИ) под воздействием потоков влажного пара.

РД регламентирует интерактивную систему восстановления и контроля живучести лопаток с применением технологии нанесения защитных покрытий методом электроискрового легирования далее по тексту «ЭИЛ – кольчуга»[1)] и предназначен для использования в региональных центрах ОС «Живучесть ТЭС», а также в ремонтных цехах энергопредприятий и в наладочных организациях.

Положения РД подлежат обязательному выполнению всеми цехами, службами и отделами региональных центров, входящими в ОС «Живучесть ТЭС», которые обеспечивают контроль и восстановление живучести лопаток паровых турбин: лабораториями измерения дефектности оборудования (ЛИДО), лабораториями металлов, цехом освоения новых технологий Костромской ГРЭС, отделом живучести Рязанской ГРЭС, ремонтными и турбинными цехами и участками, отделами подготовки ремонта и производственно-технические отделами.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 РД регламентирует следующие технологии:

контроля повреждений основного металла лопаток, в т.ч. и после применения упрочняющих технологий (закалка токами высокой частоты, обработка методами поверхностного пластического деформирования и др.);

контроля повреждений применяемой защиты лопаток (защитных пластин из сплава ВЗК, припаиваемых к материалу лопатки, защитных покрытий, наносимых на поверхность лопатки, подвергающейся эрозионно-коррозионному износу, в т.ч. (электроискровых защитных покрытий по технологии ХТГЗ «Турбоатом» и покрытий, получаемых газотермическими методами, ионно-плазменной имплантацией, ионно-плазменными методами и пр.);

технологию ЭИЛ – кольчуги, систему критериев живучести лопаток до и после нанесения ЭИЛ – кольчуги, объем и способы контроля живучести лопаток до и после нанесения ЭИЛ – кольчуги.

1.2 ***Принципиальной особенностью РД является его неотъемлемая связь с компьютерной информационно-экспертной системой, охватывающей ТЭС в целом.*** Это позволяет повышать достоверность принятия решений по мере накопления опыта реализации настоящего РД и циркуляра РАО «ЕЭС России» Ц-02-2001(Т), регламентирующего процесс ЭИЛ – кольчуги без разлопачивания.

1.3 Формирование ЭИЛ – кольчуги осуществляется на лопатках из коррозионностойких сталей согласно ОСТ 108.020.03-82 [3.32]. К таким сталям относятся: 12Х13, 12Х13-Ш (КП45, КП55), 20Х13, 20Х13-Ш (КП50, КП60), 15Х11МФ, 15Х11МФ-Ш (КП55, КП60, КП70), 13Х11Н2В2МФ-Ш (ЭИ961-Ш) (КП70, КП75), а также стали 1Х11МФ (Х11МФ), 1Х11МФ-Ш, используемые ХТГЗ «Турбоатом». Химический состав сталей указан в табл.1.

[1)] Термин «ЭИЛ – кольчуга» выражает суть одного из важнейших критериев, определяющих требование к технологии – «шероховатость – несплошность» поверхности покрытия.

Лопатки последних ступеней ОАО «ЛМЗ» профиля 1224 изготавливают из сталей 15Х11МФ, 15Х11МФ-Ш, профиля 1355 – из сталей 15Х11МФ, 15Х11МФ-Ш, 13Х11Н2В2МФ-Ш (ЭИ961-Ш), профиля 1400 – из стали 13Х11Н2В2МФ-Ш (ЭИ961-Ш), лопатки последних ступеней ОАО «Турбоатом» изготавливаются из сталей 15Х11МФ, 15Х11МФ-Ш, 1Х11МФ, (Х11МФ), 1Х11МФ-Ш, 12Х13, 12Х13-Ш, 1Х13-Ш, 20Х13, 20Х13-Ш.

Таблица 1

Требования к химическому составу лопаточных сталей последних ступеней паровых турбин

Марка стали	Содержание химических элементов, %									
	C	Si	Mn	Cr	Mo	V	W	Ni	S	P
12Х13, 12Х13-Ш (1Х13-Ш) (ЭЖ1)	0,09-0,15	≤0,60	≤0,60	12,0-14,0	—	—	—	≤0,50	≤0,025	≤0,03
20Х13, 20Х13-Ш (ЭЖ2)	0,16-0,24	≤0,60	≤0,60	12,0-14,0	—	—	—	≤0,50	≤0,025	≤0,03
1Х11МФ, 1Х11МФ-Ш (Х11МФ)	0,12-0,19	≤0,5	≤0,7	10,0-11,5	0,6-0,8	0,25-0,40	—	—	≤0,025	≤0,03
15Х11МФ, 15Х11МФ-Ш	0,12-0,19	≤0,5	≤0,7	10,0-11,5	0,6-0,8	0,25-0,40	—	≤0,60	≤0,025	≤0,03
13Х11Н2В2МФ-Ш (ЭИ961-Ш)	0,10-0,16	≤0,60	≤0,60	10,5-12,0	0,35-0,50	0,18-0,30	1,60-2,00	1,50-1,80	≤0,025	≤0,03

1.4 Процесс создания ЭИЛ – кольчуги – электроискровое легирование металлических поверхностей[2)].

ЭИЛ основано на явлении электрической эрозии и полярного переноса материала анода (инструмента) на катод (деталь) при протекании импульсных разрядов в газовой среде. При формировании ЭИЛ – кольчуги обрабатываемые лопатки являются катодом, а анодом – электрод-инструмент. Количество анодов из разных материалов определяет получение количества слоев формируемого покрытия.

С помощью ЭИЛ можно получить покрытия почти всеми материалами, проводящими электрический ток и применяемыми в технике, в т.ч. чистыми металлами (например, покрытия молибденом, вольфрамом и титаном и др.), с глубиной внедрения в основной металл до 200 мкм. В результате металлургического перемешивания в приповерхностных зонах и образования диффузионной зоны между покрываемой поверхностью и покрытием, слой покрытия обладает высокой прочностью сцепления с основой, имеющей порядок когезионной прочности материала лопатки. Сочетания физико-химических свойств материалов детали и электродов обуславливают создание материала покрытия, отличающегося от свойств материала обрабатываемой детали и используемых электродов, что обуславливает создание покрытий, обеспечивающих заданные свойства (например, повышение износостойкости, эрозионно-коррозионной стойкости, антифрикционности и пр.).

ЭИЛ – кольчуга выполняется, как правило, двухслойной и формируется на входных приторцовых и выходных прикорневых кромках лопатки.

1.5 ЭИЛ – кольчуга существенно отличается от электросварки и способов газотермического напыления (газопламенное, плазменное, детонационное). Основным отличием ЭИЛ – кольчуга является то, что обрабатываемая деталь не испытывает температурного воздействия в макрообъеме, присущего электросварке и газотермическим способам напыления (нанесения покрытий).

Общая толщина защитного покрытия, получаемого в процессе формирования ЭИЛ – кольчуги, может изменяться, как правило, в пределах от 0,02 до 0,35мм.

[2)] Термин «электроискровое легирование» не точно и не полно отражает суть рассматриваемого процесса, но он широко используется в отечественной технической литературе и технических описаниях, практической работе специалистов, занимающихся процессом ЭИЛ. Термин был впервые введен авторами процесса Б.Р. Лазаренко и Н.И. Лазаренко. Согласно ГОСТ 25331-82, регламентирующему термины и определения, связанные с электроэрозионной обработкой (ЭОО), электроискровому легированию соответствует термин «электроэрозионное упрочнение» – ЭЭУ.

Технология ЭИЛ – кольчуга обладает рядом существенных достоинств, к которым относятся:

- надежность и сравнительная простота оборудования и технологического процесса;
- относительно небольшие габариты и вес оборудования и оснастки;
- мобильность оборудования и применимость его в условиях любого производства;
- возможность локального нанесения покрытия на детали;
- высокая прочность сцепления покрытия с подложкой (деталью);
- незначительность нагрева поверхности детали, как правило, не превышающая 60°С;
- возможность формирования покрытий из любых токопроводящих материалов на любые токопроводящие детали;
- экологичность процесса;
- реализация процесса в условиях любого предприятия;
- легкость обучения персонала необходимым приемам и навыкам;
- невысокая стоимость процесса получения защитных покрытий;
- особенностью процесса ЭИЛ является возможность формирования покрытий на поверхности рабочих лопаток без разлопачивания ротора турбины, а в отдельных случаях даже без вскрытия цилиндра.

1.6 ЭИЛ – кольчугу наносят на лопатки, как правило, во время ремонта турбин при вскрытых цилиндрах при положении ротора в опорах или на стапеле (козлах).

В особых случаях ЭИЛ – кольчуга наносится ***без вскрытия цилиндра.*** При этом доступ к лопаткам осуществляется через конденсатор турбины. Решение о применении ЭИЛ – кольчуги принимается главным инженером ТЭС исходя из состояния лопаток и необходимости предотвращения их дальнейшего повреждения.

1.7 При формировании ЭИЛ – кольчуги на новых лопатках с целью повышения их износостойкости процесс нанесения покрытия следует осуществлять до облопачивания ротора в стационарных условиях ремонтного участка. Допускается формирование ЭИЛ – кольчуги на новых лопатках после облопачивания ротора.

1.8 Технологический процесс формирования ЭИЛ – кольчуги осуществляет один оператор-металлизатор не моложе 18 лет, прошедший курс специального обучения и имеющий лицензию на право выполнения работ по формированию ЭИЛ – кольчуги, выдаваемую ОТС «Живучесть ТЭС».

1.9 Основными критериями живучести лопаток с ЭИЛ – кольчугой являются:

1.9.1 Отсутствие микротрещин и макротрещин в основном материале лопатки в зонах ЭИЛ – кольчуги;

1.9.2 Обеспечение с помощью ЭИЛ – кольчуги уменьшения средней скорости износа материала лопаток почти в 2 раза за период до следующего ремонта (до восстановления слоя ЭИЛ – кольчуги).

1.9.3 Контроль микродефектов и макротрещин по п. 1.9.1 должен осуществляться до и после нанесения ЭИЛ – кольчуги при каждом вскрытии цилиндра.

При проведении контроля должно использоваться не менее трех различных технологий контроля. В качестве таких технологий могут быть рекомендованы технологии: ВТК, ДАО, ВК, УЗК (поверхностные волны), МПД.

1.10 Накопленный опыт стендовых исследований в отечественной энергетике и энергомашиностроении, основным критерием которых является стойкость против эрозионного воздействия водяных капель на материал лопатки, в т.ч. с защитными покрытиями, не отражает влияния зон с опасными микроповреждениями (эрозионными промывами), а также макродефектов, развивающихся при воздействии циклических нагрузок, на живучесть лопаток последних ступеней.

С учетом изложенного, основным способом проверки системы критериев, сформулированных п 1.9, является промышленный эксперимент на действующих ТЭС, первый трехлетний этап которого завершается в 2002 г.

1.11 Ответственность за контроль живучести лопаток с ЭИЛ – кольчугой возлагается на главных инженеров ТЭС.

1.12 Главные инженеры ТЭС, при условии соблюдении требований настоящего РД, принимают решение о допуске лопаток с ЭИЛ – кольчугой в эксплуатацию.

1.13 В случаях, когда эксплуатирующаяся лопатка имеет ***КО*** = 7, а у ТЭС не имеется возможностей по ее замене, решение о сроке ее дальнейшей вынужденной эксплуатации принимает ЭТК ТЭС на основе экспертного заключения специалистов ОС – Костромского филиала ВТИ «Живучесть ТЭС».

1.14 Если износ лопаток более 5%, а их эксплуатация составляет свыше 10 лет, то при каждом вскрытии после нанесения защитных покрытий, по крайней мере, одну наиболее опасную лопатку (по сочетанию всех факторов, определяющих процесс развития в ней микродефектов и макротрещин) необходимо демонтировать с последующей ее заменой. Демонтированная лопатка (лопатки) исследуется на наличие микродефектов и макротрещин.

1.15 При аварийном повреждении лопаток с ЭИЛ – кольчугой создается ЭТК Межотраслевого Координационного Совета «Живучесть ТЭС».

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ФОРМИРОВАНИЯ ЭИЛ-КОЛЬЧУГИ

2.1 Физическая сущность процесса ЭИЛ

2.1.1 ЭИЛ осуществляется при искровой форме электрических импульсных разрядов. При этом импульсный разряд обычно относят ко всем видам электрических разрядов при малой длительности τ_u их существования (для процесса ЭИЛ $10^{-6} \le \tau_u \le 10^{-3}$ с).

2.1.2 При приближении анода к катоду напряженность электрического поля увеличивается и, достигнув определенной величины, вызывает пробой промежутка между электродами. Возникает канал проводимости, через который пучок электронов, как материальное тело, фокусированно ударяет о металлическую поверхность анода. Энергия движения заторможенных электронов выделяется в поверхностных слоях анода. Эта энергия от специального источника питания импульсно подводится к разрядному промежутку, поэтому плотность тока значительно превосходит критические значения. Вследствие этого металл анода локально разогревается до частично расплавленного состояния, частично до парообразного и плазменного состояния. Температура плазменной части материала, в зависимости от энергии, составляет от 4000 до 10000°С. Микрообъем разогретого материала анода отделяется от него и движется к катоду. При этом ток прекращается, фокусирующее действие электромагнитного поля исчезает, а отделившиеся частицы от анода перемещаются к катоду широким фронтом.

Поскольку перегретые микрообъемы материала анода находятся в газовой среде, например в воздухе, возможно образование химических соединений, например, нитридов или оксидов, вследствие чего отделившиеся от анода частицы могут отличаться от материала анода. Достигнув катода, перегретые микрообъемы анода сплавляются с ним и частично внедряются в его поверхность. Вслед за частицами движется электрод (анод), происходит механический удар анода о катод, при этом через раскаленный металл проходит электрический ток. При механическом контакте электродов частицы металла сплавляются и перемешиваются между собою, тонкий слой в месте контакта на поверхности катода перегревается, при этом происходят как процессы диффузии, так и химические реакции между этими частицами и материалом катода. Механический удар по раскаленной массе металла проковывает полученное покрытие, что увеличивает его однородность и плотность. Поскольку процесс носит локальный характер, то, вероятно, имеет место и сверхскоростная закалка материала сформированного покрытия. После этого анод отходит от катода, а на поверхности катода остается прочно соединенный с ним материал анода. Источник питания подготавливает запас энергии для следующего импульса.

Выброс металла происходит и с поверхности катода, но при коротких импульсах для металлов электрическая эрозия анода преобладает. На поверхности катода образуется лунка с краями, несколько приподнятыми над первоначальной поверхностью металла. Размер лунки зависит от энергии электрического импульса и от электроэрозионной устойчивости мате-

риалов электродов. В связи с этим, если электрические импульсы многократно действуют в одну точку, на катоде образуется увеличенная в размерах лунка. Поэтому для образования качественного слоя покрытия необходимо постоянно перемещать легирующий электрод по обрабатываемой поверхности.

2.1.3 Электроискровое нанесение ЭИЛ – кольчуги на лопатки производится контактным способом при помощи ручных электромагнитных, электромеханических или пневмомеханических вибраторов (вибровозбудителей) с частотой, как правило, 100 Гц.

Наиболее часто применяется электромагнитный вибратор, на катушку электромагнита которого подается напряжение переменного тока частотой 50 Гц, что обеспечивает частоту вибрации электрода 100 Гц.

2.1.4 Принципиальная электрическая схема **RC**-генератора, предназначенная для формирования импульсных разрядов, приведена на рис.1.

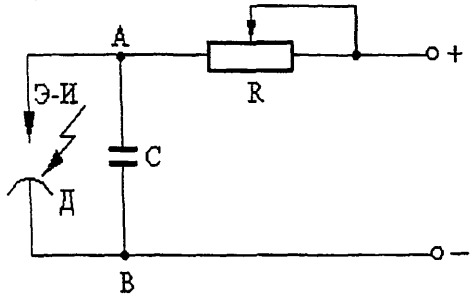


Рис.1. Принципиальная электрическая схема генератора для формирования импульсных разрядов.
R - балластное или ограничивающее величину зарядного тока сопротивление,
С - накопительная батарея конденсаторов, Э-И - электрод - инструмент (анод),
Д - обрабатываемая деталь (катод), цепь А - (Э-И) - Д - В - цепь внешнего разрядного контура.

2.2 Основные характеристики и последовательность реализации технологии «ЭИЛ – кольчуга»

2.2.1 Перед нанесением ЭИЛ – кольчуги проводится, при необходимости, очистка лопатки от солевых отложений.

2.2.2 Лопатки пронумеровываются в соответствии с их собственными номерами на рабочем колесе с помощью мела, краски или маркера. Место нанесения номера лопатки и размер цифр не оговариваются, а выбираются и проставляются металлизатором исходя из условий обеспечения наиболее удобной работы с лопаткой при проведении контрольных операций и нанесения ЭИЛ – кольчуги.

2.2.3 Проводится визуальный контроль (ВК) лопаток в объеме 100% в доступных местах для выявления следующих возможных дефектов:

- обрывов и отклонений демпферных связей от заданного положения;
- механических повреждений лопаточного аппарата в виде забоин, деформаций кромок и следов задеваний;
- отсутствия противоэрозионных пластин на входных кромках;
- наличия эрозионного износа с определением его степени;
- коррозионных повреждений;
- видимых трещин на лопатках;
- недопустимых зазоров в замковых соединениях цельнофрезерованных бандажей рабочих лопаток.

2.2.4 Проводится МПД и ВТК выходных кромок со стороны противоположной эрозионному износу на длине 600 мм от корня лопатки.

2.2.5 Проводится контроль МПД и ВТК входных кромок в районе установки противоэрозионных пластин со стороны противоположной их установки.

2.2.6 На лопатках, с выявленными дефектами по результатам контроля МПД проводится ДАО-контроль.

2.2.7 Проводятся измерения толщины входных кромок и длины хорды лопаток.

2.2.8 Контроль по п.п. 2.2.3. – 2.2.7. проводится силами лаборатории ТЭС, энергоремонтного предприятия или энергосистемы.

В результате контроля выявляются лопатки с имеющимися недопустимыми дефектами, не подлежащие восстановлению формированием ЭИЛ – кольчуги. К недопустимым дефектам относятся:

- трещины в любом месте и любой протяженности;
- сквозной эрозионный износ за противоэрозионными пластинами протяженностью более 20 мм;
- эрозионный износ входной кромки глубиной более 10 мм (по ширине лопатки);
- механические повреждения кромок, после ремонта которых размер лопатки будет выходить за пределы, допускаемые нормами;

2.2.9 На восстанавливаемых лопатках, при необходимости, производится выравнивание профиля лопатки и уменьшение «пилообразного» профиля эрозионных зон на входной и выходной кромках лопатки механическим способом с помощью шлифовальной машинки с мелкозернистым камнем и/или концевой фрезой. По возможности удаляется «козырёк», образованный за счёт эрозионного износа металла в зоне за стеллитовыми пластинами. При этом обеспечивается плавный газодинамический профиль лопатки и необходимое качество защитного покрытия.

2.2.10 ЭИЛ – кольчуга наносится на входную и выходную кромки рабочей лопатки в соответствии с зонами, указанными на рис.2:

- зона стеллитовых пластин и за стеллитовыми пластинами шириной 15÷20мм (1);
- зона цельнофрезерованного бандажа (2);
- зона ниже ряда стеллитовых пластин длиной 50÷100мм, шириной 15÷20 мм (3);
- прикорневая зона длиной 600÷800мм от корня лопатки, шириной 8÷15 мм (4).

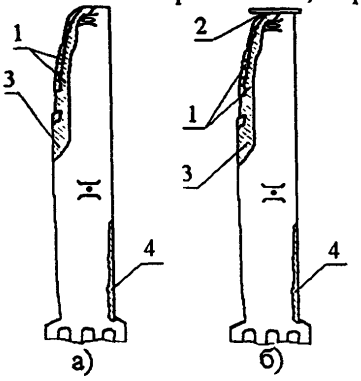


Рис.2. Зоны нанесения ЭИЛ – кольчуги.
а) рабочая лопатка без бандажа, профиль 1224;
б) рабочая лопатка с бандажом, профиль 1355, 1400.

2.2.11 Перед нанесением ЭИЛ – кольчуги установка электроискрового легирования должна быть подготовлена к работе: подключена и настроена в соответствии с инструкцией по эксплуатации установки и проверена на испытательном образце.

2.2.12 Нанесение ЭИЛ – кольчуги производится в два слоя: сглаживающий и защитный.

Основная задача сглаживающего (первого) слоя - устранение эрозионных дефектов поверхности лопатки, являющихся опасными, почти трещиноподобными концентраторами (промывами) и создание условий для формирования основного (второго) защитного слоя.

При неглубоких промывах (2÷3мм) первым слоем должна быть обеспечена сплошность 98 – 100%, оцениваемая невооружённым глазом. При этом несплошности формируемого слоя не более 100 мкм допустимы.

Оба слоя ЭИЛ – кольчуги наносятся с обязательным воздушным охлаждением поверхности лопатки. При этом охлаждающий воздух подаётся через электрододержатель.

После контроля качества первого слоя и устранения выявленных недостатков, наносится второй слой.

2.2.13 Контроль качества нанесенной ЭИЛ – кольчуги проводится следующими методами:

- изготовлением до начала работ образца-спутника (образца-свидетеля), на котором проводят контроль твердости материала по **HRC, HB, HV**, соответственно на приборах Роквелла, Бринеля (ТШ-2М), Виккерса и исследование микроструктуры материала и ЭИЛ-покрытия на поперечном микрошлифе (поперечное сечение образца в зоне нанесения ЭИЛ – кольчуги). Указанные операции контроля выполняются сотрудниками Костромского филиала ВТИ;
- проверкой соответствия внешнего вида сформированной ЭИЛ – кольчуги (ЭП) эталону внешнего вида, который изготавливается на образце из материала лопатки оператором-металлизатором до начала работ и предъявляется для утверждения компетентному представителю ТЭС;
- ВК в процессе эксплуатации турбины при любом ее останове без вскрытия цилиндра; видеодокументированием (при видеомониторинге поверхности) лопаток с использованием видео-, фототехники.

2.2.14 При нанесении ЭИЛ – кольчуги на новые или демонтированные лопатки (в разлопаченном состоянии) лопатка подсоединяется к катодному заземлению установки. При нанесении ЭИЛ – кольчуги на роторе (без разлопачивания) необходимо надежное заземление ротора.

2.3 При формировании ЭИЛ – кольчуги без разлопачивания и без вскрытия цилиндра (через конденсатор), каждая обрабатываемая лопатка должна быть надежно заземлена через катодное заземление установки.

3 ТЕХНОЛОГИЯ КОНТРОЛЯ ДЕФЕКТНОСТИ ЛОПАТОК

3.1 Для контроля поврежденных и восстановленных по технологии «ЭИЛ – кольчуга» зон лопаток используются следующие технологии:

- визуальный контроль;
- видеоконтроль;
- ультразвуковой контроль (поверхностные волны);
- вихретоковый контроль;
- аммиачый отклик детали (ДАО - контроль);
- измерение твердости;
- измерение величины ЭКИ;
- определение микроповрежденности (в лабораторных условиях металлографическим методом).

Ниже приводятся описания указанных технологий.

3.2 Визуальный контроль (ВК)

3.2.1 Визуальный контроль зон лопаток проводится в целях выявления на поверхности легко обнаруживаемых дефектов.

Визуальный контроль поверхности проводится невооруженным глазом и/или с применением лупы 4-х – 6-и кратного увеличения до зачистки поверхности.

3.3 Вихретоковый контроль (ВТК)

3.3.1 Вихретоковый контроль проводится для выявления и измерения глубины поверхностных трещин на наружной поверхности лопаток. Технология ВТК регламентирована [3.67] и может использоваться в зависимости от ситуации наряду с УЗК.

3.3.2 Технология ВТК обеспечивает получение результата с установленной погрешностью измерения при доверительной вероятности 0,9.

3.3.3 Норма погрешности измерений глубины трещины, необходимая для принятия решения о живучести лопатки и мерах по продлению срока ее эксплуатации, установлена 1,0 мм при глубинах трещин от 3 до 12 мм и 0,5 мм при глубинах трещин до 3 мм.

3.3.4 Основной особенностью технологии ВТК является возможность ее реализации без зачистки контролируемой поверхности от окалины, ржавчины, солевых и органических отложений и др. или с грубой ее зачисткой. Почти не реагируя на такой фон, индикатор глубины трещин (ИГТ) создает отклик на трещины определенных размеров.

3.3.5 Подробное описание технологии вихретокового контроля приведено в РД 153-34.0-20.605-2002-12вт (Приложение 12).

3.4 Контроль по аммиачному отклику детали (ДАО-контроль)

3.4.1. Контроль поверхности элементов лопаток по ДАО-технологии реализуется в соответствии с РД 34.17.МКС.007-97 и предназначен для обнаружения поверхностных дефектов (трещин, отдельных пор, цепочек пор, эрозионно-коррозионных повреждений и т.п.).

3.4.2 При шероховатости контролируемой поверхности порядка R_z = 40 мкм уровень чувствительности контроля обеспечивает выявление трещиноподобных дефектов с раскрытием более 1 мкм, глубиной более 0,3 мм, протяженностью более 0,3 мм, а также отдельных пор, цепочек пор, поверхностных эрозионно-коррозионных повреждений диаметром более 10 мкм, глубиной более 0,3 мм.

3.4.3 Основными дефектоскопическими материалами при использовании технологии ДАО-контроля являются состав на основе 25% водного раствора аммиака и индикаторная бумага ИБА-2 (ИБА-1), изготовленная ОС «Живучесть ТЭС».

К вспомогательным приспособлениям и материалам относятся: гигроскопичная ткань, например хлопчатобумажная, газонепроницаемая пленка, например, полиэтиленовая, клейкая лента (скотч), мягкий пористый листовой материал (например, поролон, пористая резина) размерами не менее 300×400 мм толщиной не менее 40 мм.

3.4.4 Для документирования результатов контроля может быть использована регистрирующая аппаратура в виде фотоаппарата (цифрового фотоаппарата), видеокамеры, копировального аппарата, сканера (альтернативно, в соответствии с выбором способа документирования).

Материалами для документирования результатов контроля являются: фотопленка «Микрат-200» («Микрат-300»), видеопленка, бумага для копирования, калька, шариковые ручки, карандаши.

3.4.5 Контроль по ДАО-технологии следует проводить *до ультразвукового контроля*.

3.4.6 Для проведения контроля по ДАО-технологии необходимо очистить поверхность от окалины абразивным камнем.

3.4.7 Насыщение поверхностных дефектов аммиаком проводится следующим образом:

- путем наложения аппликации из ткани, смоченной водным раствором аммиака, и выдержки ее под газонепроницаемой пленкой в течение 15 - 20 минут;
- смачивания поверхности детали водным раствором аммиака посредством филеночной кисти и выдержки в течение 15 – 20 минут.

3.4.8 Регистрация дефектов проводится через 1 - 1,5 мин. после выдержки путем наложения на контролируемый участок индикаторной бумаги и ее выдержка в течение 1 минуты.

3.4.9 Тип дефекта устанавливают по конфигурации ДАО-портретов на лицевой поверхности индикаторной бумаги.

Местоположение соответствующих дефектов на поверхности детали определяют по местоположению ДАО-портретов на индикаторной бумаге в соответствии с разметкой контролируемого участка.

3.4.11 Полученные ДАО-портреты документируют любым из доступных способов, в том числе с помощью аппаратуры и материалов, указанных в п.п. 3.4.3 и 3.4.4.

3.4.12 Подробное описание технологии ДАО-контроля приведено в РД 153-34.0-04.152-2001-11ао (Приложение 11).

3.5 Ультразвуковой контроль (УЗК)

3.5.1 Ультразвуковой контроль элементов лопатки проводится для выявления дефектов, выходящих как на внутреннюю и наружную поверхности, так и не выходящих на поверхность без установления типа дефекта. УЗК проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 12503-75 [3.11].

3.5.2 УЗК рекомендуется проводить после ВК, ВТК, ДАО-контроля.

3.5.3 Оценка качества элементов лопаток проводится на основании сопоставления параметров эхо-сигналов от дефекта и отражателя на испытательном образце соответствующего типоразмера.

3.5.4 Испытательные образцы для контроля лопаток изготавливаются из специальных заготовок. Материал образцов должен соответствовать материалу лопаток.

3.6 Измерение твердости (ТВ)

3.6.1 Измерение твердости применяется для оценки механических свойств металла лопаток и для выявления подкалочных зон на металле лопаток.

3.6.2 Измерение твердости выполняется с помощью переносных твердомеров в соответствии с требованиями ГОСТ 18661-73 [3.3]. На каждом элементе должно быть проведено не менее трех измерений в разных местах по периметру.

3.6.3 Твердость металла определяется как среднее арифметическое значение результатов отдельных измерений, которые не должны выходить за пределы больше, чем на 7% от нормативных значений.

Результаты контроля отдельных зон лопаток, характеризующие меру поврежденности металла этих частей, заносят в базу данных информационно-экспертной системы и используют как один из основных критериев при определении категорий опасности и доли исчерпания ресурса, а также при выборе регламента последующего контроля.

3.7 Ответственность за контроль повреждений лопаток, восстановленных по технологии «ЭИЛ – кольчуга», возлагается на руководителя лаборатории измерений дефектности оборудования и технического руководителя ТЭС (главного инженера).

4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННОСТИ И ПРЕДЕЛА ЖИВУЧЕСТИ (ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА) ЛОПАТОК ТУРБИН, ПОДВЕРЖЕННЫХ ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННОМУ ИЗНОСУ И ВОССТАНОВЛЕННЫХ ФОРМИРОВАНИЕМ ЭИЛ – КОЛЬЧУГИ

4.1 Структура данных для проведения экспертизы

4.1.1 Данные, необходимые для проведения экспертизы состояния лопаток, содержатся в таблицах баз данных информационно-экспертой системы.

4.1.2 Для проведения экспертизы необходимы сведения о лопатках, режимах их эксплуатации, паспортные данные, результаты проведенных измерений, выполненные в процессе контроля исходного состояния и эксплуатационного контроля.

4.1.3 Все данные, необходимые для проведения экспертизы, сгруппированы следующим образом:

Сведения о режимах эксплуатации лопаток:

– расчетные значения давления и температуры пара в ступени, где установлены лопатки;

- суммарная продолжительность эксплуатации (фактическая наработка).

Паспортные и сертификатные данные о лопатках:

- год изготовления:
- год пуска в эксплуатацию;
- марка стали;
- характеристика исходной микроструктуры;
- предел текучести $\sigma_{0,2}$;
- временное сопротивление разрыву $\sigma_в$;
- твердость;
- длина хорды в различных сечениях.

Результаты эксплуатационного контроля:

- визуальный контроль: тип и размеры дефекта;
- видеоконтроль: тип и размеры дефекта;
- ДАО-контроль: тип и размеры дефекта;
- ВТК: наличие или отсутствие дефекта;
- УЗК: тип и размеры дефекта;
- измерение твердости металла (для выявления подкалочных зон на стали ЭИ961-Ш используется дефектоскоп «Зонд ВД-96») в соответствии с РД 34.17.449-97;
- измерение длины хорды лопатки в нескольких сечениях;
- микроструктурный анализ: измерение микроповрежденности, выявление микротрещин.

4.1.4. Результатом проведения экспертизы являются сведения о расчетном значении предела живучести (остаточном ресурсе), о времени до последующего контроля и восстановления живучести по технологии «ЭИЛ – кольчуга» о регламенте контроля.

4.2 Алгоритм экспертизы поврежденности

4.2.1 Экспертиза базируется на результатах периодического контроля лопаток.

4.2.2 Исходными данными для экспертизы являются сведения о режимах эксплуатации, паспортных характеристиках и результатах соответствующих видов контроля, которые заносятся в базы данных системы по мере их получения.

4.2.3 Для единообразного представления и соразмерности результатов различных видов контроля используется понятие категории опасности (***КО***) и коэффициента достоверности (***КД***). Общее описание ***КО*** лопаток приведено в табл.2.

4.2.4 Экспертные правила для определения коэффициента достоверности (***КД***).

4.2.4.1 КД задается в процентах от 0 до 100 для каждого вида контроля и характеризует достоверность определяемого с его помощью ***КО***.

4.2.4.2 Если ВТК, ДАО, МПД или УЗК макродефектов дает одинаковый, согласованный результат – макродефект определенного размера и расположения имеется или отсутствует, то ***КД*** превышает 90% и результат контроля вполне достоверен.

Если макродефект выявлен только одним средством ВТК, ДАО, МПД или УЗК, то ***КД*** не превышает 40%.

Эти правила распространяются на все категории опасности, т.е. они верны для ***КО*** = 1÷7.

Таблица 2

Характеристика категорий опасности лопаток турбин, поврежденных ЭКИ

КО	Характеристика категории опасности
1	*Лопатка новая*: отсутствуют недопустимые по действующим нормативам дефекты. *Лопатка после эксплуатации*: отсутствуют видимые следы эрозионно-коррозионного износа и механических повреждений; отсутствуют недопустимые макродефекты и микроповрежденность.[1]
2	Износ лопатки по хорде ≤2% или ≤2 мм, наработка ≥2 лет или ≥14000ч. Макродефекты, в т.ч. трещиноподобные, и микроповрежденность отсутствуют.
3	Износ лопатки по хорде ≤4% или ≤4 мм, наработка ≥4 лет или ≥28000ч. Макродефекты, в т.ч. трещиноподобные, и микроповрежденность отсутствуют.
4	Износ лопатки по хорде ≤5% или ≤5 мм, наработка ≥5 лет или ≥35000ч. В любой зоне лопатки глубина трещины ≤3,5% или ≤3,5 мм по хорде, а уменьшение длины хорды после удаления трещины ≤5% или ≤5 мм. Твердость лопатки из стали ЭИ961-Ш превышает значение твердости 315НВ.
5	Износ лопатки по хорде ≤7% или ≤7 мм, наработка ≥7 лет или ≥50000ч. В любой зоне лопатки глубина трещины по хорде ≤5% или ≤5 мм, а уменьшение длины хорды после удаления трещины ≤6,5% или ≤6,5 мм. Твердость лопатки из стали ЭИ961-Ш превышает значение твердости 315НВ.
6	Износ лопатки по хорде ≤8% или ≤8 мм, наработка ≥8 лет или ≥55000ч. В любой зоне лопатки глубина трещины по хорде ≤6% или ≤6 мм, а уменьшение длины хорды после удаления трещины ≤8% или ≤8 мм. Твердость лопатки из стали ЭИ961-Ш превышает значение твердости 315НВ.
7	Износ лопатки по хорде >8% или >8 мм, наработка ≥10 лет или ≥70000ч. Износ лопатки по хорде >5% или >5 мм, наработка ≥10 лет или ≥70000ч. В любой зоне лопатки глубина трещины по хорде >6% или >6 мм, а уменьшение длины хорды после удаления трещины >8% или >8 мм. Твердость лопатки из стали ЭИ961-Ш превышает значение твердости 315НВ.

Примечание: При отклонении от указанных в таблице значений основным является износ. Решение принимается консервативное.

4.3 Регламент ремонта лопаток по технологии «ЭИЛ – кольчуга»

4.3.1 Определение лопаток, пригодных для восстановления их живучести по технологии «ЭИЛ – кольчуга» осуществляется в соответствии с системой категорий опасности путем экспертного соизмерения повреждений каждой восстанавливаемой лопатки с образцами, приведенными в атласе видеопортретов.

4.3.2 Основными критериями эффективности (добротности) сформированной ЭИЛ – кольчуги являются:

- отсутствие макродефектов и макротрещин в основном материале лопатки, возникающих в зоне электроискрового легирования; контроль таких дефектов необходимо осуществлять после нанесения защитного покрытия и при каждом вскрытии цилиндра;
- защитное покрытие должно обеспечить уменьшение средней скорости износа лопаток, более чем в 2 раза за период до следующего ремонта (восстановление защитного слоя).

4.3.3 Защитные покрытия по технологии ОС «Живучесть ТЭС» наносятся на новые лопатки, а также на лопатки эксплуатируемых роторов в тех случаях, когда их повреждение (износ, промывы, вызывающие уменьшение длины хорды), не превышают 2% длины хорды, но не более 3мм. Продолжительность эксплуатации турбин до капитального ремонта и соответствующего контроля состояния лопаток разрешается нормативной, т.е. 4÷5лет.

---

[1] Макродефекты выявляются методами неразрушающего контроля (ВК, УЗК, ВТК, ДАО, ТВ), микроповрежденность - методами микроструктурного анализа.

4.3.4. При каждом вскрытии цилиндра осуществляется восстановление защитного слоя с учетом результатов контроля, в т.ч. визуального:

- при величине износа лопаток ≤ 5% (длина промывов не должна превышать 5 мм) продолжительность периода между контролем дефектности лопаток не должна превышать 3÷4 года;
- при износе лопаток ≥10% (длина промывов не должна превышать 10 мм) продолжительность периода эксплуатации турбины до следующего контроля и восстановления защитных покрытий не должна превышать 2÷3 года;
- при износе лопаток > 5%, если лопатки эксплуатируются свыше 10 лет, то при каждом вскрытии, после нанесения защитных покрытий, по крайней мере, одну, худшую (по сочетанию всех факторов, определяющих процесс развития в ней микродефектов и макротрещин), необходимо заменить. Демонтированная лопатка исследуется на наличие микродефектов и макротрещин.

5 ПРОМЫШЛЕННОЕ ОПРОБОВАНИЕ И ОСВОЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ «ЭИЛ – КОЛЬЧУГИ»

5.1 Промышленный эксперимент по эксплуатации стальных лопаток турбин, подверженных эрозионно-коррозионному износу, после восстановления живучести по технологии «ЭИЛ – кольчуга» проводится в региональных центрах «Живучесть ТЭС» в период с 1-го квартала 2001г. по 4 квартал 2005г.

5.2 Руководство экспериментом и ответственность за его проведение по метрологическому и нормативным аспектам возлагается на МКС «Живучесть ТЭС», по технологическому и организационным аспектам – на Отраслевую Службу «Живучесть ТЭС», Костромской филиал ВТИ и региональные центры «Живучесть стареющих ТЭС».

5.3 Ответственность за контроль повреждений лопаток, восстановленных методом электроискрового легирования, возлагается на руководителя лаборатории измерения дефектности оборудования и технического руководителя ТЭС.

5.4 Результаты промышленного эксперимента должны быть обобщены за период не менее чем трехлетней эксплуатации лопаток с защитными покрытиями, нанесенными методом электроискрового легирования (ЭИЛ). Это обобщение в виде научно-технического отчета и монографии должно быть подвергнуто обстоятельной и комплексной экспертизе.

5.5 Освоение технологии «ЭИЛ – кольчуга» проводится путем изучения специально разработанного согласно циркуляру Ц-02-2001(Т) компьютерного курса, с последующей сдачей экзамена и овладением практических навыков в процессе стажировки под руководством ведущих специалистов ОС «Живучесть ТЭС». Изучение курса проводится с помощью персонального компьютера, для которого разработана обучающая программа, позволяющая проводить самоконтроль уровня освоения изученного материала.

Учебный компьютерный курс включает следующие разделы:

- физическая сущность процесса электроискрового легирования;
- характеристики и краткое описание установок электроискрового легирования;
- технологический процесс нанесения ЭИЛ – кольчуги, включающий условия, нормы, правила проведения работ, порядок получения задания, подготовку рабочего места, проверку и приведение установок в рабочее состояние, процесс нанесения защитного покрытия, контроль качества, заполнение формуляров и пр.;
- литература, рекомендуемая для углубленного изучения, на основе которой создан компьютерный обучающий курс;
- нормативные документы.

5.6 Учебный курс предусматривает изучение конструкции и правил эксплуатации установок для нанесения ЭИЛ – кольчуги, подготовки рабочего места, особенностей технологии нанесения защитных покрытий на лопатки при их разной доступности, оформление документов по проведенной работе.

5.7 После успешной сдачи экзаменов обучающийся получает свидетельство, позволяющее пройти курс стажировки и получить лицензию на право самостоятельного выполнения работ по технологии «ЭИЛ – кольчуга».

5.8 Специалисты Костромского филиала ВТИ осуществляют постоянный авторский надзор за реализацией технологии «ЭИЛ – кольчуга».

II ЖИВУЧЕСТЬ ПАРОПРОВОДОВ

Приложение 6 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Паропроводы ТЭС. Интерактивная система контроля и определения категории опасности прямых труб и гибов, эксплуатируемых в условиях ползучести**	РД 153-34.0-20.605-2002-06иг

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на прямые трубы и гибы всех систем паропроводов, эксплуатируемых в условиях ползучести (при температуре ≥ 450°С) и определяет технологии, периодичность и объемы контроля указанных элементов, методы оценки их остаточного ресурса (предела живучести).

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящий РД регламентирует порядок, периодичность и объем эксплуатационного контроля состояния прямых труб и гибов станционных паропроводов и паропроводов котлов и турбин, эксплуатируемых в условиях ползучести (при температуре ≥450°С) как в пределах паркового ресурса, так и при продлении сроков эксплуатации элементов сверх паркового ресурса.

1.2 ***Принципиальной особенностью РД является его неотъемлемая связь с компьютерной информационно-экспертной системой, охватывающий ТЭС в целом.*** Это позволяет повышать достоверность получаемых решений по мере накопления результатов входного и эксплуатационного контроля, наполнения базы повреждений элементов паропроводов ТЭС и отраслевой базы повреждений элементов, а также по мере накопления результатов испытаний до разрушения элементов паропроводов в отраслевом метролого-технологическом комплексе (ОМТК).

1.3 Настоящий РД разработан с учетом основных положений РД 153-34.1-17.421-98 (РД 10-262-98) [3.66].

1.4 Положения РД подлежат обязательному выполнению всеми цехами, службами и отделами ТЭС, входящих в отраслевую систему «Живучесть стареющих ТЭС», которые обеспечивают контроль, эксплуатацию, подготовку к ремонту и ремонт паропроводов: лаборатория или служба металлов, котлотурбинные цеха (КТЦ), цех централизованного ремонта (ЦЦР), производственно-технический отдел (ПТО) и др.

1.5 Технологии контроля состояния прямых труб и гибов паропроводов описаны в разделе 2. Порядок и правила проведения экспертизы для определения их поврежденности, остаточного ресурса и назначения регламента (объемов, сроков) очередного контроля изложены в разделе 3. Методика расчетно-экспериментального определения фактических усилий в элементах паропроводов приведена в разделе 4. Порядок и организация работ по продлению срока службы прямых труб и гибов паропроводов после выработки паркового ресурса описаны в разделе 5.

1.6 Процесс контроля включает три основных этапа. Первый из них – выявление макроповреждений и опасных зон, содержащих микроповреждения, с применением технологий неразрушающего контроля. Второй этап – приготовление в опасных зонах шлифов для контроля микроповреждений на поверхности гиба с помощью переносного микроскопа и/или метода реплик. Третий этап – определение микроповреждений на поверхности и по глубине поверхностного слоя с помощью микрообразцов, выбираемых, как правило, там, где на втором этапе уже выявлены микродефекты.

1.7 Комплексный контроль, расчеты и экспертиза на базе результатов контроля и расчетов проводятся в целях оценки состояния элементов, которое характеризуется категориями

опасности (***КО***) от 1 (безопасная ситуация) до 7 (возможность катастрофической аварии). Перечень ***КО*** с их характеристиками приведен далее в таблице 3.1.

Полнота знаний о состоянии элементов паропроводов определяется объемом и степенью достоверности различных видов проведенного контроля и оценивается коэффициентом достоверности (КД), который может изменяться от 0 до 100% (см. раздел 3).

1.8 Контроль элементов проводится, в основном, во время плановых остановов энергоблоков. Допускается смещение сроков контроля в большую или меньшую сторону на 5% от определенного в результате экспертизы времени эксплуатации до последующего контроля. Решение о смещении сроков контроля принимает главный инженер.

1.9 ПТО совместно с КТЦ организует учет температурного режима элементов паропроводов и систематическую обработку суточных графиков температуры пара за котлом и в паропроводах. По всем паропроводам с температурой пара ≥450°С должны учитываться продолжительность и значения превышения температуры пара на каждые 5°С сверх номинальной. Учет продолжительности (в часах) эксплуатации паропроводов следует проводить по каждому участку, в том числе на РОУ, БРОУ и т.д.

1.10 Ответственность за выполнение контроля элементов в объеме и в сроки, определенные в результате экспертизы, возлагается на главного инженера.

1.11 При положительных результатах технического диагностирования элементов паропроводов в пределах паркового ресурса решение о допуске их в эксплуатацию принимает главный инженер ТЭС.

1.12 Возможность эксплуатации элементов при неудовлетворительных результатах экспертизы (***КО*** = 7) определяется одной из специализированных организацией: ВТИ, УТИ, «Фирмой ОРГРЭС», Костромским филиалом ВТИ. На основании заключения специализированной организации решение о дальнейшей эксплуатации указанных элементов принимает экспертно-техническая комиссия (ЭТК) ТЭС или энергосистемы.

1.13 При аварийном разрушении элемента паропровода для анализа причин аварии и подготовки решения о возможности дальнейшей эксплуатации паропроводов создается ЭТК РАО «ЕЭС России».

1.14 Возможность дальнейшей эксплуатации элементов паропроводов после выработки ими паркового ресурса определяется специализированными организациями. Решение о дальнейшей их эксплуатации принимается ЭТК ТЭС или энергосистемы и утверждается РАО «ЕЭС России».

1.15 Результаты входного и эксплуатационного контроля элементов паропроводов, полученные в соответствии с требованиями ранее действующих инструкций, могут использоваться при проведении экспертизы и определении возможности дальнейшей эксплуатации паропроводов.

1.16 В тексте РД приняты следующие сокращения и условные обозначения:

КО - категория опасности;
ΔКО - прибавка к результирующему значению ***КО;***
КД - коэффициент достоверности;
ВК - визуальный контроль;
ОВ - измерение овальности гибов;
ЦД - цветная дефектоскопия;
УЗК - ультразвуковой контроль;
УЗТ - ультразвуковая толщинометрия;
МПД - магнитопорошковая дефектоскопия;
ВТК - вихретоковый контроль;
ДАО - аммиачный отклик детали;
КПМ - категория повреждения микроструктуры;
ОД - измерение остаточной деформации;
ММ - микроструктурный мониторинг;
МА - микроструктурный анализ;

ИКВ - исследование металла контрольных вырезок;
$N_{зп}$ - коэффициент запаса прочности;
a - овальность гиба, %;
ΔE - остаточная деформация, %;
$\sigma_в$ - временное сопротивление, МПа;
β - доля исчерпания индивидуального ресурса;
$\tau_н$ - время наработки на момент контроля, ч;
$\tau_п$ - нормативный парковый ресурс, ч;
$\tau_{ост}$ - расчетный остаточный ресурс, ч;
$\tau_{зам}$ - продолжительность эксплуатации до замены элемента, лет.

2 ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПАРОПРОВОДОВ

Для выявления повреждений и проведения экспертизы живучести элементов паропроводов, эксплуатируемых в условиях ползучести, применяются следующие технологии контроля.

Прямые участки

В исходном состоянии (до эксплуатации) проводятся: визуальный контроль (ВК), ультразвуковая толщинометрия (УЗТ), микроструктурный анализ (МА).

В процессе эксплуатации, кроме этих технологий контроля, осуществляются: измерение остаточной деформации (ОД), микроструктурный мониторинг (ММ) с помощью отбора микрообразцов и реплик и исследование металла контрольных вырезок (ИКВ).

Гибы

В исходном состоянии (до эксплуатации) проводятся: визуальный контроль (ВК), ультразвуковой контроль (УЗК), магнитопорошковая дефектоскопия (МПД) или вихретоковый контроль (ВТК), ультразвуковая толщинометрия (УЗТ), измерение овальности (ОВ), микроструктурный анализ (МА).

Эти же технологии контроля, а также контроль по аммиачному отклику детали (ДАО), измерение остаточной деформации (ОД) и микроструктурный мониторинг (ММ) с помощью отбора микрообразцов и реплик и исследование металла контрольных вырезок (ИКВ) осуществляются в процессе эксплуатации.

Объем и сроки проведения эксплуатационного контроля элементов паропроводов определяются в зависимости от их категории опасности (см. раздел 3).

Ниже приводится описание указанных технологий эксплуатационного контроля основных элементов паропроводов.

2.1 Визуальный контроль (ВК)

2.1.1 Визуальный контроль элементов паропроводов проводится в целях выявления на наружной поверхности дефектов, не допускаемых по ОСТ 108.030-40-79 [3.30] и ОСТ 108.030.129-79 [3.29] на изготовление труб и гибов. Технология визуального контроля регламентирована Инструкцией И №23СД-80 [3.68] и ее изменениями [3.69, 3.70].

Визуальный контроль поверхности проводится без применения увеличительных приборов после зачистки, выполненной для новых гибов согласно [3.29], а для гибов, находящихся в эксплуатации - после зачистки, выполненной согласно [3.69].

2.1.2 По результатам визуального контроля прямые трубы и гибы бракуются, если обнаружены плены, закаты, трещины, расслоения, рванины, глубокие риски и грубая рябизна.

2.1.3 Допускаются поверхностные дефекты без острых углов (вмятины от окалины), мелкая рябизна и другие мелкие дефекты, обусловленные способом производства, не препятствующие проведению осмотра, глубиной не более 5% номинальной толщины стенки, но не более 2 мм для горячедеформированных труб и не более 0,2 мм для холодно- и горячедеформированных труб при отношении наружного диаметра и толщины стенки более 5 мм и

глубиной не более 0,6 мм для холодно- и горячедеформированных труб при отношении диаметра к толщине стенки 5 и менее при условии, что толщина стенки не выходит за пределы номинальных допустимых значений.

2.1.4 На вогнутой (сжатой) части гибов допускаются неровности типа гофр, а в местах переходов гнутых участков в прямые единичные плавные неровности. При этом размеры гофр и неровностей не должны превышать значений, регламентированных [3.29].

2.2 Измерение овальности гибов (ОВ)

2.2.1 Контроль овальности гибов выполняется согласно [3.29] путем измерения наибольшего и наименьшего диаметров: для гибов с углом поворота, равным или меньшим 30°, - в среднем сечении; для гибов с углом поворота более 30° - не менее чем в трех сечениях гиба: в среднем и на расстояниях, равных 1/6 дуги (но не более 50 мм) от начала и конца гиба, при этом овальность гиба принимается по максимальному из трех измеренных значений.

2.2.2 Овальность определяется непосредственным измерением с помощью микрометрических инструментов с ценой деления не более 0,1 мм.

2.2.3 Значение овальности a (в процентах) фиксируется для каждого гиба отдельно и определяется по формуле:

$$a = \frac{2(D_{max} - D_{min})}{D_{max} + D_{min}} 100\%,$$

где D_{max}, D_{min} – наибольший и наименьший наружные диаметры, мм, измеренные в одном сечении.

2.3 Измерение остаточной деформации прямых труб и прямых участков гибов (ОД)

2.3.1 Измерение остаточной деформации ползучести прямых труб и прямых участков гибов проводится в соответствии с РД 10-262-98 (РД 153-34.0-17.421-98) [3.66].

2.3.2 Остаточная деформация измеряется микрометром с точностью шкалы до 0,05 мм по реперам, установленным на прямых трубах длиной 500 мм и более, а также на гибах, имеющих прямые участки длиной не менее 500 мм.

2.3.3 Реперы располагаются по двум взаимно перпендикулярным диаметрам в средней части каждой прямой трубы или прямого участка гиба на расстоянии не менее 250 мм от сварного соединения или начала гнутого участка.

При невозможности установки реперов в двух взаимно перпендикулярных направлениях допускается установка только одной пары реперов.

2.3.4 Измерение остаточной деформации ползучести производится при температуре стенки трубы не более 50С.

2.3.5 Остаточная деформация ползучести от начала эксплуатации до i-го измерения определяется по формуле

$$E = \frac{(D_i - D_{исх})}{D_{тр}} 100\%,$$

где E - остаточная деформация ползучести, %;

D_i - диаметр, измеренный по реперам при i-м измерении в двух взаимно перпендикулярных плоскостях (горизонтальной и вертикальной), мм;

$D_{исх}$ - исходный диаметр трубы, измеренный по реперам в исходном состоянии;

$D_{тр}$ - наружный диаметр трубы, измеренный вблизи реперов в двух взаимно перпендикулярных плоскостях в исходном состоянии, мм.

В формулу подставляются сначала результаты измерений в горизонтальной, а затем в вертикальной плоскостях. Наибольшее полученное значение принимается за расчетное.

2.4 Магнитопорошковая дефектоскопия (МПД)

2.4.1 Магнитопорошковая дефектоскопия элементов паропроводов проводится перед УЗК в целях выявления поверхностных дефектов типа трещин, закатов, рыхлот и др.

2.4.2 Технология МПД реализуется в соответствии с ГОСТ 21105-87 [3.7] и Инструкцией по применению портативных намагничивающих устройств для проведения МПД деталей энергооборудования [3.38].

2.4.3 МПД выполняется после зачистки поверхности контролируемого элемента согласно требованиям [3.68].

2.4.4 МПД проводится в соответствии с [3.38] способом циркулярного намагничивания путем пропускания тока по контролируемой части изделия или продольного (полюсного) намагничивания электромагнитом.

2.4.5 Дефектные места могут быть выбраны шлифовальной машинкой и повторно проконтролированы МПД или травлением.

Решение о пригодности контролируемых элементов после удаления дефектов принимается по результатам измерений толщины стенки в месте выборки по п.2.7.

2.5 Вихретоковый контроль (ВТК)

2.5.1 Технология вихретокового контроля (ВТК) предназначена для выявления и измерения глубины поверхностных трещин на наружной поверхности прямых труб и гибов паропроводов, регламентирована РД 153-34.0-20.605-2002-12вт (Приложение 12) и может использоваться в зависимости от ситуации наряду с МПД, УЗД, цветной дефектоскопией.

2.5.2 Технология ВТК обеспечивает получение результата с установленной погрешностью измерения при доверительной вероятности 0,9.

2.5.3 Основной особенностью технологии ВТК является возможность ее реализации без зачистки контролируемой поверхности (окалина, ржавчина и др.) или с грубой ее зачисткой. Почти не реагируя на такой фон, индикатор глубины трещин (ИГТ) создает отклик на трещины определенных размеров.

2.5.4 Подробное описание технологии ВТК элементов энергооборудования приведено в РД 153-34.0-20.605-2002-12вт (Приложение 12).

2.6 Контроль по аммиачному отклику детали (ДАО)

2.6.1 Контроль поверхности элементов паропроводов по ДАО-технологии реализуется в соответствии с РД 34.17.МКС.007-97 [3.65] и РД 153-34.0-20.605-2002-11ао (Приложение 11) и предназначен, наряду с МПД и цветной дефектоскопией, для обнаружения поверхностных дефектов (трещин, отдельных пор, цепочек пор, эрозионно-коррозионных повреждений и т.п.).

2.6.2 При шероховатости контролируемой поверхности порядка R_z=40 мкм уровень чувствительности контроля обеспечивает выявление трещиноподобных дефектов с раскрытием более 1 мкм, глубиной более 0,3 мм, протяженностью более 0,3 мм, а также отдельных пор, цепочек пор, поверхностных эрозионно-коррозионных повреждений диаметром более 10 мкм, глубиной более 0,3 мм.

2.6.3 Основными дефектоскопическими материалами при использовании данной технологии являются водный раствор аммиака концентрацией 25% и индикаторная бумага, изготовленная ОС «Живучесть ТЭС».

2.6.4 Для документирования результатов контроля может быть использована следующая аппаратура: фотоаппарат, цифровой фотоаппарат, видеокамера, копировальный аппарат, сканер (альтернативно, в соответствии с выбором способа документирования).

Материалами для документирования результатов контроля являются: фотопленка «Микрат-200» («Микрат-300»), видеопленка, бумага для копирования, калька, шариковые ручки, карандаши (альтернативно, в соответствии с выбором способа документирования).

2.6.5 Контроль поверхности паропровода по ДАО-технологии следует проводить *до ультразвукового контроля.*

2.6.6 Для проведения контроля по ДАО-технологии контролируемый участок паропровода необходимо освободить от изоляции и обеспечить свободный доступ к его поверхности (не менее 0.5 м), очистить поверхность окалины абразивным камнем.

2.6.7 Насыщение поверхности гиба аммиаком проводится путем наложения аппликации из ткани, смоченной водным раствором аммиака, и выдержки ее под газонепроницаемой пленкой в течение 15-20 мин.

2.6.8 Регистрация дефектов проводится через 1-1,5 мин. после снятия аппликации путем наложения на контролируемый участок индикаторной бумаги и ее выдержки в течение 1 мин.

2.6.9 Тип дефекта устанавливают по конфигурации ДАО-портретов на лицевой поверхности индикаторной бумаги:

ДАО-портрет отдельной поры (язвы) представляет собой округлое пятно, радиус и интенсивность цвета этого пятна пропорциональны размерам поры (язвы).

ДАО-портрет цепочки пор (трещиноподобного дефекта) представляет собой цепочку из пятен округлой формы или линию переменной ширины и окраски.

ДАО-портрет скопления мелких пор (коррозионного повреждения) представляет собой пятно, форма которого соответствует форме пористого участка поверхности (в зеркальном отражении). Окраска этого пятна может быть неравномерной, если пористость участка поверхности неравномерна.

ДАО-портрет отдельной трещины представляет собой линию (полосу). Форма портрета трещины на индикаторной бумаге соответствует форме трещины (в зеркальном отражении). Интенсивность цвета портрета трещины прямо пропорциональна ее глубине. Ширина портрета трещины пропорциональна ее раскрытию. Длина портрета практически равна длине трещины, она может превышать фактическую длину трещины на поверхности детали не более, чем на ширину портрета.

ДАО-портрет трещиноватой зоны представляет собой совокупность ДАО-портретов всех трещин этой зоны.

Местоположение соответствующих дефектов на поверхности паропровода определяют по местоположению ДАО-портретов на индикаторной бумаге в соответствии с разметкой контролируемого участка.

2.6.10 Полученные ДАО-портреты документируют любым из доступных способов, в том числе с помощью аппаратуры и материалов, указанных в 2.6.3 и 2.6.4.

2.6.11 Подробное описание технологии ДАО-контроля приведено в РД 153-34.0-20.605-2002-11ао (Приложение 11).

2.7 Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ)

2.7.1 Ультразвуковая толщинометрия элементов паропроводов проводится в целях определения минимальной толщины стенки, в том числе и в местах выборок, если таковые производились.

2.7.2 Технология УЗТ прямых труб и гибов регламентирована ГОСТ 28702-90 [3.13] и инструкцией И №23 СД-80 [3.68].

2.7.3. УЗТ осуществляется ультразвуковыми толщиномерами с погрешностью измерения: $\pm$0,15 мм для толщины до 10 мм; $\pm$0,3 мм – до 25 мм; $\pm$0,6 мм – более 25 мм.

2.7.4 Измерение толщины проводится при шероховатости контролируемой поверхности $R_z \leq 40$ мкм.

2.7.5 Перед проведением толщинометрии приборы должны быть подготовлены к работе: настроены по заводской инструкции по эксплуатации прибора и проверены на испытательном образце, применяемом для УЗК элементов паропроводов данного типоразмера.

2.7.6 Измерение толщины стенки прямых труб проводится в средней части каждой трубы по периметру на кольце шириной 30 – 50 мм.

2.7.7 Измерение толщины стенки гиба проводится на растянутой части по всей длине гиба. При входном контроле и монтаже дополнительно проводятся измерения толщины

стенки на обеих нейтралях гиба на участках длиной 100-150 мм шириной 30-50 мм в местах измерения овальности и на одном из прямых участков вблизи гиба по периметру на кольце шириной 30-50 мм.

2.7.8 Измеренные значения толщины стенки прямых труб и гибов не должны быть менее регламентированных РД 10-249-98 [3.88].

2.8 Ультразвуковой контроль (УЗК)

2.8.1 Ультразвуковой контроль элементов паропроводов проводится для выявления дефектов, выходящих как на внутреннюю и наружную поверхности, так и не выходящих на поверхность этих элементов без установления типа дефекта.

2.8.2 Технология УЗК трубных элементов регламентирована ГОСТ 12503-75 [3.11] и РТМ 11.008-95 [3.64].

2.8.3 Наиболее часто встречающимися дефектами в трубных элементах паропроводов могут быть: расслоения, риски, рыхлоты, коррозионно-усталостные трещины, коррозионные язвины, трещины ползучести.

2.8.4 УЗК прямых труб и гибов рекомендуется проводить после визуального контроля, измерения овальности, МПД, ДАО-контроля и измерения толщины стенки.

2.8.5 Оценка качества элементов паропроводов проводится на основании сопоставления параметров эхо-сигналов от дефекта и углового отражателя типа «зарубка» на испытательном образце соответствующего типоразмера.

2.8.6 Испытательные образцы для контроля элементов изготавливаются из прямых участков труб. Материал образцов должен соответствовать материалу контролируемого элемента. При контроле прямых труб и гибов, находящихся в эксплуатации более 50 тыс. ч, образцы рекомендуется изготавливать из труб, проработавших такой же срок.

2.8.7 Для УЗК прямых труб и гибов применяются ультразвуковые дефектоскопы, укомплектованные призматическими искателями. Параметры искателей регламентируются [3.68].

2.8.8 Поврежденность прямых труб и гибов по результатам УЗК определяется двумя оценками: «Негоден» (брак) и «Годен».

Контролируемый элемент негоден (бракуется), если:

- обнаружены дефекты, амплитуда или пробег эхо-сигнала от которых равны или превышают браковочные значения для соответствующей зарубки. При этом дефекты в нижних двух третях сечения гиба оцениваются по зарубке на внутренней поверхности испытательного образца, остальные – по верхней зарубке;
- на внутренней поверхности нейтральной зоны обнаружен дефект, превышающий по амплитуде контрольный уровень чувствительности.

Окончательная оценка сплошности металла элемента проводится после удаления наружных дефектов и повторного УЗК.

Элементы годны, если в процессе контроля не обнаружены дефекты с браковочными признаками.

Если амплитуда эхо-сигнала от дефекта при контроле на частоте 2,5 МГц превышает амплитуду эхо-сигнала от зарубки, дефект считается недопустимым.

2.9 Измерение твердости (ТВ)

2.9.1 Измерение твердости применяется для косвенной оценки прочностных свойств металла трубных элементов.

2.9.2 Измерение твердости выполняется с помощью переносных твердомеров по технологии в соответствии с требованиями ГОСТ 18661-73 [3.3]. На каждом трубном элементе должно быть проведено не менее трех измерений в разных местах по периметру.

2.9.3 Твердость металла определяется как среднее арифметическое значение результатов отдельных измерений, которые не должны выходить за пределы больше, чем на 7% от нормативных значений.

2.10 Микроструктурный мониторинг (ММ)

2.10.1 *Назначение и область применения*

2.10.1.1 Технология микроструктурного мониторинга металла элементов паропроводов реализуется в соответствии с РД 153-34.1-17.421-98 (РД 10-262-98) [3.66] и РД34.17.401-95 [3.33].

2.10.1.2 При проведении микроструктурного мониторинга, в первую очередь, предлагается ориентироваться на изменения основных характеристик микроструктуры металла, контролируемых при монтаже паропроводов и во время капитальных ремонтов блоков. При необходимости контроль элементов паропроводов может осуществляться также в периоды остановов энергоблоков на средний, текущий или внеплановый ремонт.

2.10.1.3 Технология микроструктурного мониторинга включает: определение мест контроля, подготовку шлифов, выборку микрообразцов или снятие реплик, металлографический анализ средствами оптической и электронной микроскопии с записью и компьютерной обработкой портретов микроструктур, наполнение базы данных по микроструктурам металла образцов и работу с этой базой.

2.10.2 *Методы металлографического анализа и условия их применения*

2.10.2.1 Состояние структуры металла элементов паропроводов в условиях эксплуатации определяют неразрушающими и разрушающими методами контроля.

2.10.2.2 К неразрушающим методам относятся:

- изготовление металлографических шлифов непосредственно на элементах с последующим просмотром и регистрацией структуры с помощью переносных микроскопов, оснащенных фото- или видеокамерой; либо путем снятия реплик (оттисков) с подготовленного на элементе металлографического шлифа и последующего их анализа в металлографических лабораториях;
- метод отбора микрообразцов, не нарушающих целостность элементов, с последующим анализом в металлографических лабораториях.

2.10.2.3 Разрушающий метод контроля микроструктуры металла элементов паропроводов включает отбор образцов (темплетов и сколов) и контрольных вырезок из элементов (см. раздел 2.11) с последующей подготовкой шлифов и их анализом в металлографических лабораториях.

2.10.2.4 Контроль микроструктуры металла в состоянии поставки или после монтажа паропроводов (входной контроль) осуществляется путем вырезки образцов (темплетов и сколов) или отбора микрообразцов и реплик из любой зоны элементов.

Входной контроль прямых труб и гибов проводится в соответствии с [3.68].

2.10.2.5. Определение опасных зон элементов паропроводов, в которых должен осуществляться контроль структуры и микроповрежденности металла, проводится как на основании расчетов (максимальное исчерпание ресурса), так и с учетом накопленного мирового опыта, основанного на статистике повреждений и результатах испытаний элементов и образцов. Обычно такими регламентированными зонами для гиба являются растянутая зона и переходы от изогнутой части гиба к прямым участкам.

При выборе мест для микроструктурного мониторинга могут также использоваться специальные средства неразрушающего контроля (УЗК, МПД, УЗТ, измерение овальности).

2.10.2.6 Контроль микроповреждений на поверхности элементов в опасных зонах сначала осуществляется на предварительно подготовленных площадках-шлифах с помощью переносного микроскопа и/или метода реплик. Затем, в зонах, где выявлены микродефекты, для определения микроповреждений на поверхности и по глубине поверхностного слоя производится выборка микрообразцов.

2.10.3 *Технологии отбора микрообразцов, подготовки шлифов, снятия реплик*

2.10.3.1 Выборка микрообразцов выполняется методом электроэрозионной резки при помощи специального устройства, разработанного отраслевой службой «Живучесть ТЭС». Указанный метод исключает перегрев и пластическую деформацию металла при выборке микрообразцов.

2.10.3.2 Микрообразцы имеют форму полуэллипсоида, толщина их составляет 1.5 мм, ширина – 3 мм, длина – 8 мм.

2.10.3.3 Отбор микрообразцов из различных участков паропровода допускается проводить только при условии $S_ф \geq S_р$, где $S_ф$ - фактическая толщина стенки в месте выборки микрообразца, определенная по результатам УЗ-толщинометрии; $S_р$ - расчетная толщина стенки по РД 10-249-98 [3.88]. На изогнутых участках микрообразцы можно выбирать при номинальной толщине стенки трубы не менее 20 мм.

2.10.3.4 Микрообразцы из растянутой зоны гиба следует отбирать по линии внешнего обвода в зоне вершины гиба и на переходах от изогнутого к прямому участку трубы. В каждом из этих мест рекомендуется отбирать по два микрообразца, смещенных в разные стороны от линии внешнего обвода на 5-10 мм. Расстояние между местами взятия микрообразцов должно быть не менее 40 мм. Большая ось микрообразца должна быть перпендикулярна оси трубы. Допускается производить выборку одного образца вместо двух.

2.10.3.5 Глубина лунки, создаваемой при выборке микрообразца, не должна превышать 1.8 мм. Лунка удаляется механическим способом с помощью шлифованной машинки с мелкозернистым наждачным камнем диаметром 30 – 50 мм, в результате чего образуется плоская лыска со сглаженными кромками с характерным размером 30 – 50 мм. При этом толщина удаленного слоя не должна превышать 2 мм.

2.10.3.6 Отобранный микрообразец заливают в протакрил, разрезают, а затем изготавливают микрошлиф по вертикальной плоскости микрообразца, дающей возможность исследовать микроповрежденность порами ползучести по глубине их залегания в пределах 1.5 мм от наружной поверхности трубы (гиба).

2.10.3.7 Микрошлиф на микрообразце изготавливают обычным способом на стационарных станках в соответствии с требованиями ОСТ 34-70-690-96 [3.24]. При окончательной доводке микрошлифа шлифование и полировка чередуются с многократным химическим травлением и промыванием водой. Кратность переполировки и травления определяется маркой стали элемента трубопровода.

На микрошлифах из стали 12Х1МФ, особенно при наличии феррито-карбидной структуры, поры выявляются лучше, поэтому для них рекомендуется, в основном, 3 – 4-х кратная переполировка и травление.

В стали 15Х1М1Ф, особенно при наличии бейнитной составляющей, выявляемость пор, в первую очередь единичных, сложнее. Поэтому для таких шлифов рекомендуется 5 – 7-ми кратная переполировка с травлением.

2.10.3.8 Размеры шлифа на прямых трубах и гибах для снятия реплик определяются возможностью его изготовления и необходимостью иметь поверхность с размерами не менее 30×20мм. При подготовке шлифа должен быть удален обезуглероженный слой металла. Толщина удаляемого слоя металла обычно составляет 0.5 – 1.0 мм. Она не должна превышать минусовых допусков на толщину стенки элемента.

2.10.3.9 Подготовку шлифа непосредственно на элементе паропровода при неразрушающем контроле методом реплик или с применением переносного микроскопа производят шлифовкой следующими кругами:

- электрокорундовым крупнозернистым кругом с керамической или бакелитовой основой;
- электрокорундовым мелкозернистым кругом с вулканитовой основой (гибкий круг);
- войлочным или фетровым кругом с нанесенной шлифовальной пастой.

Крупнозернистым кругом снимается обезуглероженный слой металла и поверхность зачищается до металлического блеска. Доводка шлифа производится вручную с помощью алмазных паст, пастой ГОИ или разведенной и отстоянной взвеси окиси хрома при помощи войлока, фетра. Шлифование и полировка чередуются с многократным химическим травлением 4%-ым спиртовым раствором азотной кислоты и промыванием водой. Рекомендации по кратности переполировки и травления приведены в п.2.10.3.7.

Для выявления микроповрежденности методом реплик последнее травление должно быть более интенсивным, чем обычное травление для выявления микроструктуры.

2.10.3.10 Контроль готовой поверхности следует проводить с помощью переносного микроскопа при увеличении ×100, или лупы при увеличении ×12.

2.10.3.11 Для изготовления реплик могут использоваться различные материалы, размягчаемые соответствующим растворителем; растворы, образующие при высыхании легко отделяемую пленку; жидкие полимеры, твердеющие на воздухе и т.п.

Основными требованиями, предъявляемыми к материалам для реплик, являются хорошее воспроизведение деталей структуры, незначительная усадка при сушке и затвердевании, хорошая отделяемость от поверхности.

Снятие реплики (оттиска) для металлографического анализа проводится по технологии, регламентированной [3.24].

2.10.3.12 В течение многих лет в России (СССР) для изготовления реплик успешно использовались рентгеновские и фотопленки на основе нитроцеллюлозы. Перед употреблением пленки тщательно отмывали от эмульсии. Затем пленку смачивали ацетоном для размягчения ее поверхности, либо растворяли ее в амилацетате для получения 1.0-1.5% - ного раствора, который наносили тонким слоем на поверхность шлифа.

2.10.3.13 В настоящее время во многих зарубежных странах, в том числе в США, широкое распространение получили материалы для реплик на основе ацетатов целлюлозы, выпускаемые различными фирмами в виде пленок и растворов. Применение таких материалов для изготовления реплик и методы их использования описываются в нормативном документе комитета по металлографии ASTM (США).

2.10.3.14 В ОТС «Живучесть ТЭС» И.О. Лейпунским и Н.Г. Березкиной разработана методика изготовления и исследования ацетатных реплик. Пленка увлажняется ацетоном и прижимается к исследуемой поверхности, либо поверхность шлифа смачивается ацетоном и на нее накладывается пленка, которая притягивается к шлифу капиллярными силами. После высыхания реплика легко отделяется от поверхности шлифа. Готовая реплика закрепляется на стекле скотчем рельефной поверхностью наружу и затем исследуется при помощи оптического (металлографического) микроскопа при увеличениях от ×50 до ×1000.

2.10.4 *Технология микроструктурного анализа*

2.10.4.1 Микроструктурный анализ металла образцов включает: оценку наличия и характера распределения неметаллических включений, определение величины зерна, ориентации и распределения отдельных структурных составляющих, их микротвердости, особенностей возникновения и развития микроповреждений металла.

2.10.4.2 Металлографический анализ шлифов макро- и микрообразцов проводится на металлографических микроскопах, при 50-1000 кратных увеличениях, позволяющих наблюдать шлиф в отраженном свете. При необходимости, такие же шлифы можно использовать для электронной растровой микроскопии при увеличениях до 2000 – 5000 крат.

Измерение микротвердости отдельных фаз осуществляется на шлифах, приготовленных для микроструктурного анализа при 500-кратном увеличении на приборе ПМТ - 3М в соответствии с РД 153-34.0-20.605-2002-08мт (Приложение 8).

2.10.4.3 Дефекты типа макропор, трещин, неметаллических включений выявляют на полностью подготовленных шлифах в нетравленом состоянии при 50–100 кратных увеличениях. Определение неметаллических включений проводят в соответствии с ГОСТ 1778-70 [3.15].

2.10.4.4 Оценку величины зерна проводят в соответствии с ГОСТ 5639-82 [3.6].

2.10.4.5 Характеристики (балл) микроструктуры паропроводных сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф, которые обусловлены способом производства и не зависят от условий эксплуатации, оценивают по шкале микроструктур в соответствии с ТУ 14-3-460-75 [3.71] для труб, изготовленных до 21.09.01, и в соответствии с ТУ 14-3Р-55-2001 [3.94] – для труб, изготовленных после 21.09.01.

2.10.4.6 Металлографический анализ реплик проводится по технологии, аналогичной применяемой при исследовании микрошлифов образцов. Анализ осуществляется на металлографических микроскопах при 50-1000 кратных увеличениях в отраженном свете. В результате анализа определяется величина зерна, наличие, форма и размеры неметаллических включений, микроструктура и морфологические особенности микроповрежденности порами, цепочками пор, микротрещинами.

2.10.4.7 В результате исследования шлифов-площадок на оборудовании, реплик, микрообразцов дается характеристика микроструктуры и оценивается микроповрежденность металла элементов паропроводов. Технология идентификации пор ползучести при анализе металлографических шлифов и реплик приведена в Дополнении А.

2.10.4.8. Категории повреждения микроструктуры (КПМ) металла элементов паропроводов из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф в процессе длительной эксплуатации от исходного состояния до образования макротрещин устанавливаются по шкалам микроструктур в соответствии с приведенной ниже табл.2.1. Шкала, принятая в ОТС «Живучесть ТЭС» (1-ая колонка табл. 2.1), включает семь значений КПМ. В свою очередь, КПМ от 4 до 7 разделяются на несколько подкатегорий.

Таблица 2.1

Категории повреждения микроструктуры (КПМ) металла элементов паропроводов из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф в процессе длительной эксплуатации

КПМ	Характеристика микроструктуры	ОСТ 34-70-690-96, балл	
		Прилож. Е Шкала сфероидизации перлита	Прилож. Ж Шкала микроповреждаемости
1	В пределах исходной сдаточной (баллы 1-5 шкалы по ТУ-14-3-460-75 или ТУ-14-3Р-55-2001) микроструктуры.	2	1
2	В пределах исходной браковочной микроструктуры (баллы 6-9 шкалы по ТУ-14-3-460-75 или ТУ-14-3Р-55-2001) или небольшие изменения исходной сдаточной микроструктуры на начальной стадии старения: четкие границы зерен, дисперсные карбиды располагаются по телу и границам зерен; сфероидизация продуктов распада перлитной (бейнитной) составляющей достигает 2-го балла.	2	1
3	Заметные изменения исходной (сдаточной и браковочной микроструктуры): границы зерен частично размыты, карбиды размером 1-1.5 мкм располагаются по границам и телу зерен; сфероидизация продуктов распада перлитной (бейнитной) составляющей достигает 3-4-го балла.	3, 4	1
4.1	Существенные изменения исходной сдаточной (4.1) и браковочной (4.2) микроструктуры: наблюдается сильное размывание границ; карбиды укрупняются до 1-2 мкм, располагаясь преимущественно по границам зерен, приграничные участки шириной до 3 мкм обеднены карбидами; сфероидизация продуктов распада перлитной (бейнитной) составляющей достигает 5-6-го балла.	5, 6	1
4.2		5, 6	1
	Большие изменения исходной микроструктуры, характеризующиеся образованием микропор:		
5.1	· наличие единичных изолированных микропор со средним размером до 2 мкм;	5, 6	2
5.2	· наличие множественных микропор со средним размером до 2 мкм без определенной ориентации;	5, 6	3
5.3	· наличие множественных микропор со средним размером до 2 мкм, ориентированных по границам зерен;	5, 6	4
5.4	· наличие множественных микропор, ориентированных по границам зерен, увеличение размера пор до 2.5-5 мкм.	5, 6	4
	Значительные изменения микроструктуры, характеризующиеся образованием цепочек микропор по границам зерен		
6.1	· наличие цепочек пор в пределах одного зерна;	5, 6	5
6.2	· наличие цепочек пор в пределах нескольких зерен.	5, 6	5
7.1	Наличие цепочек пор, слившихся в микротрещины.	5, 6	6
7.2	Наличие микротрещин по границам зерен вплоть до развития макротрещин.	5, 6	7

В табл.2.1, для сравнения, указаны также шкалы микроповрежденности для сталей перлитного класса, регламентированные ОСТ 34-70-690-96 [3.24].

Для более точного определения категорий повреждения микроструктуры может быть использован также атлас микроструктур.

2.10.5 *Компьютерная запись и обработка микроструктур*

Микроструктуры фиксируются в памяти компьютера в виде растровых файлов (портретов) в стандартных графических форматах BMP или JPEG. Для этой цели используется специальный комплекс, состоящий из микроскопа, сканирующего устройства (цифровой видеокамеры или фотоаппарата, имеющих интерфейс с компьютером) и компьютера.

Специально разработанное программное обеспечение позволяет улучшить визуальные характеристики портрета, в том числе: увеличить контрастность и выровнять освещенность, уменьшить высокочастотный шум; а также определять такие количественные характеристики микроструктуры как средний размер зерна, максимальный и средний размер пор, средний размер и плотность распределения карбидов и другие.

Наличие банка портретов микроструктур с различной поврежденностью позволяет создавать электронные атласы микроструктур для применяющихся в теплоэнергетике сталей.

2.10.6 *Организация микроструктурного мониторинга*

2.10.6.1 Периодичность и объем контроля для оценки микроповрежденности металла элементов паропроводов определяется в соответствии с результатами предварительно проведенной экспертизы и формирования контрольных групп.

2.10.6.2 Контроль микроструктуры и микроповрежденности металла элементов паропроводов проводят обычно в процессе монтажа и в период текущих, средних и капитальных ремонтов энергоблоков.

2.10.6.3 Результаты микроструктурного анализа, характеризующие меру поврежденности металла элементов, заносят в базу данных информационно-экспертной системы и используют как один из основных критериев при определении категорий опасности и доли исчерпания ресурса, а также при выборе регламента их последующего контроля.

2.11 Исследование металла контрольных вырезок (ИКВ)

2.11.1 Исследование металла контрольных вырезок из элементов паропроводов проводится для оценки их состояния и пригодности для дальнейшей эксплуатации.

2.11.2 Технология исследования металла контрольных вырезок регламентирована РД 10-262-98 [3.66].

2.11.3 Контрольные вырезки для исследования длительно эксплуатирующегося металла рекомендуется проводить в следующих случаях:

- из прямых участков - после выработки паркового ресурса или после накопления остаточной деформации более половины допустимой;
- из гибов - при наработке за пределами или вблизи паркового ресурса, имеющих повышенную категорию опасности;

Обычно для вырезки следует выбирать элементы паропроводов из числа входящих в семью родственных, т.е. одного типа, из одной стали, с близкими условиями эксплуатации и категориями опасности не ниже 6, определенными в результате экспертизы, не ниже 6. Решение о вырезке принимается ЭТК ТЭС.

2.11.4 При невозможности вырезки гиба целиком допускается проводить оценку изменения свойств металла вырезанного прямого участка гиба одновременно с обязательной оценкой категории повреждения микроструктуры в растянутой зоне гиба неразрушающими методами (с помощью реплик или отбора микрообразцов).

2.11.5 Гиб (фрагмент гиба) следует вырезать механическим способом. При использовании для этой цели электродуговой или газовой резки образцы в вырезанном гибе (прямом участке) должны располагаться на расстоянии не менее 20 мм от места реза.

2.11.6 Длина вырезанного трубного элемента должна быть не менее 300 мм. Заготовки образцов для механических испытаний и металлографических исследований вырезаются в поперечном направлении. Образцы для испытаний на длительную прочность располагаются вдоль трубного элемента.

2.11.7 При исследовании металла вырезки из элемента паропровода определяются:

- химический состав металла, в том числе содержание легирующих элементов в карбидах;
- твердость (НВ) металла по поперечному сечению;
- механические свойства металла при комнатной и рабочей температурах;
- микроструктура металла и наличие неметаллических включений по толщине стенки трубы;
- микротвердость по толщине стенки трубы;
- жаропрочные свойства.

2.11.8 При определении кратковременных механических свойств металла при комнатной и рабочей температуре должно быть испытано не менее двух образцов на растяжение и трех – на ударную вязкость для каждой температуры.

В случае получения неудовлетворительных результатов испытания повторяются в том же объеме. При положительных результатах повторных испытаний они считаются окончательными, при отрицательных результатах – элементы паропровода могут быть допущены к эксплуатации только после экспертного заключения специализированной организации.

2.11.9 Испытания на длительную прочность и ползучесть проводятся в соответствии с ОСТ 108.901.102-78 [3.26]. Решение о необходимости проведения указанных испытаний принимает специализированная организация.

2.11.10 Исследование микроповрежденности проводится на образцах из вырезанного участка по всей толщине стенки трубы. Категория повреждения микроструктуры определяется в соответствии с таблицей 2.1.

2.11.11 При оценке результатов испытаний металла контрольных вырезок из элементов паропроводов рекомендуется использовать следующие критерии:

- кратковременные механические свойства сталей должны удовлетворять требованиям технических условий на поставку. После 100 тыс. ч эксплуатации допускается снижение прочностных характеристик (временное сопротивление разрыву $\sigma_в$ и предел текучести $\sigma_{0,2}$) на 30 МПа и ударной вязкости $a_н$ на 15 кДж/м^2 по сравнению с минимально допускаемыми значениями для сталей в исходном состоянии.
- предел текучести $\sigma_{0,2}$ должен быть не ниже 180 МПа для стали 12Х1МФ и 200 МПа для стали 15Х1М1Ф при температуре испытания 550°С.
- длительная прочность и коэффициент запаса прочности должны удовлетворять требованиям [3.88].

2.12 Требования к технике безопасности

При проведении контроля состояния элементов паропроводов по технологиям, указанным в п.п.2.1-2.11, необходимо соблюдать требования техники безопасности, регламентированные специальными инструкциями для каждого рабочего места.

3 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ПАРОПРОВОДОВ И НАЗНАЧЕНИЯ РЕГЛАМЕНТА ИХ ПОСЛЕДУЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

3.1 Структура данных для проведения экспертизы

Данные, необходимые для проведения экспертизы состояния элементов паропроводов, содержатся в таблицах баз данных информационно-экспертной системы.

Для проведения экспертизы необходимы сведения о паропроводе, режимах его эксплуатации, паспортные данные и результаты проведенных измерений, выполненные в процессе входного и эксплуатационного контроля каждого элемента.

Все данные, необходимые для проведения экспертизы, сгруппированы следующим образом.

Сведения о режимах эксплуатации паропровода

- среднее за весь период эксплуатации давление пара;
- средняя за весь период эксплуатации температура пара;
- фактическая наработка;
- количество пусков – остановов.

Паспортные и сертификатные сведения о прямых трубах

- год установки;
- месторасположение по длине паропровода;
- марка стали;
- номинальный наружный диаметр;
- номинальная толщина стенки;
- балл исходной микроструктуры.

Результаты эксплуатационного контроля прямых труб

- визуальный контроль; дата проведения и наличие или отсутствие дефекта;
- МПД; дата проведения и наличие или отсутствие дефекта;
- УЗК; дата проведения и наличие или отсутствие дефекта;
- УЗТ; дата измерения и значение минимальной толщины стенки;
- ОД; дата измерения и значение остаточной деформации;
- КПМ; дата контроля и значение категории повреждения микроструктуры.

Паспортные и сертификатные сведения о гибах

- год установки;
- месторасположение по длине паропровода;
- марка стали;
- номинальный наружный диаметр;
- номинальная толщина стенки.
- радиус гиба;
- балл исходной микроструктуры;
- овальность (исходная и текущая).

Результаты эксплуатационного контроля гибов

- визуальный контроль; дата проведения и наличие или отсутствие дефекта;
- МПД; дата проведения и наличие или отсутствие дефекта;
- УЗК; дата проведения и наличие или отсутствие дефекта;
- УЗТ; дата измерения и значение минимальной толщины стенки;
- ОВ; дата измерения и значение овальности;
- ОД; дата измерения и значение остаточной деформации;
- КПМ; дата контроля и значение категории повреждения микроструктуры.

Результатом проведения экспертизы являются сведения о расчетном значении остаточного ресурса, времени до следующего контроля, времени до замены и регламенте контроля элемента.

3.2 Алгоритм экспертизы поврежденности прямых труб и гибов

Экспертиза базируется на результатах периодического контроля элементов паропроводов и расчетных оценках их состояния. Исходными данными для проведения экспертизы яв-

ляются паспортные характеристики оборудования и результаты соответствующих видов контроля, которые заносятся в базы данных системы по мере их получения.

Для единообразного представления и соразмерности результатов наиболее существенных видов контроля и расчетов используется понятие категории опасности (***КО***) и коэффициента достоверности (***КД***). Общее описание ***КО*** и связанных с ними величин приведено в табл.3.1. ***КД*** задается в процентах от 0 до 100 и для каждого вида контроля или расчета характеризует достоверность определяемого с его помощью ***КО***. Для менее существенных видов контроля используется прибавка к ***КО*** (***ΔКО***).

Расчетный остаточный ресурс $\tau_{ост}$ определяется по формуле:

$\tau_{ост} = \min(\tau_{ост\,1}, \tau_{ост\,2})$, ч,

где $\tau_{ост\,1} = \tau_н(1/\beta - 1)\cdot 0.8$;

$\tau_{ост\,2} = \tau_п(1-\beta)\cdot 0.8$;

$\tau_н$ – наработка, ч,

$\tau_п$ – парковый ресурс, ч;

β – доля исчерпания ресурса, определяемая как средняя величина из соответствующей строки колонки 3 таблицы 3.1.

Продолжительность эксплуатации до очередного контроля определяется как минимальная из величины, указанной в колонке 4 таблицы 3.1, и половины расчетного остаточного ресурса. Время до замены прямой трубы или гиба в годах $\tau_{зам}$ определяется по формуле: $\tau_{зам} = \tau_{ост}/5000$.

Таблица 3.1

Характеристики категорий опасности прямых труб и гибов из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф

КО	Характеристика категории опасности	Доля исчерпания ресурса, β	Максимальная продолжительность эксплуатации до последующего контроля, часов
1	2	3	4
1	Безопасная ситуация.	0,00 ≥ 0,15	100000
2	Незначительное ухудшение безопасной ситуации.	0,15 – 0,30	100000
3	Слабо опасная ситуация.	0,30 – 0,45	80000
4.1	Ситуация повышенной опасности.	0,45- 0,55	50000
4.2		0,55- 0,65	35000
5.1	Весьма опасная ситуация.	0,65- 0,70	30000
5.2		0,70- 0,75	25000
5.3		0,75 – 0,80	20000
5.4		0,80 – 0,85	15000
6.1	Значительный риск.	0,85- 0,90	10000
6.2		0,90 – 0,95	5000
7.1	Возможность катастрофической аварии (разрыв паропровода).	0,95- 0,97	3000
7.2		0,97 – 1,00	Немедленная замена

Связь между результатами контроля или расчетов и соответствующим ***КО*** определяется системой правил, которые приведены ниже. Правило - элементарный алгоритм, в результате исполнения которого вычисляются значения ***КО*** или ***ΔКО*** и ***КД*** (коэффициент достоверности). Вычисление результирующих ***КО*** и ***КД*** выполняется при помощи специального алгоритма (свертки). Значение КД, полученное при свертке, характеризует меру недостоверности и/или неполноты данных, используемых при проведении экспертизы.

По результатам свертки ***КО*** и ***КД*** определяются собственно результаты экспертизы элемента:

- характеристика категории опасности;
- доля исчерпания ресурса;
- продолжительность эксплуатации до последующего контроля;
- объем последующего контроля;
- время до возможной замены прямой трубы или гиба.

3.2.1 *Система правил для экспертизы прямых труб и гибов*

3.2.1.1 Для следующих видов неразрушающего контроля: визуального (ВК), ультразвукового контроля (УЗК), вихретокового контроля (ВТК), аммиачного отклика детали (ДАО), цветной дефектоскопии (ЦД), магнитопорошковой дефектоскопии (МПД):

выявлены допустимые дефекты $\Delta KO = 0.3$;

выявлены недопустимые дефекты $KO = 7.2$, $КД = 99\%$.

3.2.1.2 Овальность поперечного сечения гиба, a, % :

$0.5 \le a < 1.0$ $\Delta KO = 1$;

$a < 0.5$ $\Delta KO = 3$.

3.2.1.3 Остаточная деформация (E) прямой трубы или прямого участка гиба

$0.4 < E \le 0.6$ $\Delta KO = 2$;

$0.6 < E \le 0.8$ $\Delta KO = 4$;

$E > 0.8$ $KO = 7.2$.

Примечание: ΔKO, определенное в 3.2.1.2 и 3.2.1.3 уменьшается вдвое, если контроль микроструктуры выполнен одновременно или позднее соответствующего контроля (овальности или остаточной деформации).

3.2.1.4 Микроповрежденность металла. Оценка с помощью микрообразцов или реплик. *КПМ* - категория повреждения микроструктуры. $KO = КПМ$. При отсутствии данных $\Delta KO = 0.7$.

Таблица 3.2

Значения КД для различных значений KO поврежденности микроструктуры

KO	1	2	3	4.1	4.2	5.1	5.2	5.3	5.4	6.1	6.2	7.1	7.2
$КД$, %	50	50	50	60	60	70	70	70	70	95	95	99	99

3.2.1.5. Расчетный коэффициент запаса прочности $N_{зп}$.

Расчет коэффициента запаса выполняется с использованием соответствующих методик - РД 10-249-98 [3.88] и дополнительно для гибов - РТМ 108.031.12.80 [3.61]. При этом исходными данными для расчета являются:

- геометрические размеры прямой трубы или гиба, измеренные при последнем эксплуатационном контроле (при их отсутствии берутся паспортные данные);
- механические свойства материала элемента;
- параметры рабочей среды;
- характеристика микроструктуры металла элемента.

KO по вычисленным в соответствии с [3.88] и [3.61] значениям $N_{зп}$ определяются следующим образом.

$N_{зп} > 1.70$ $KO = 1$

$1.70 \ge N_{зп} > 1.60$ $KO = 2$

$1.65 \ge N_{зп} > 1.60$ $KO = 3$

$1.60 \ge N_{зп} > 1.55$ $KO = 4.1$

$1.55 \ge N_{зп} > 1.45$ $KO = 4.2$

$1.45 \ge N_{зп} > 1.30$ $KO = 5.1$

$1.30 \ge N_{зп} > 1.20$ $KO = 5.2$

$1.20 \ge N_{зп} > 1.10$ $KO = 5.3$

$1.10 \ge N_{зп} > 1.05$ $KO = 5.4$

$1.05 \ge N_{зп} > 1.00$ $KO = 6.1$

$1.00 \ge N_{зп} > 0.98$ $KO = 6.2$

$0.98 \ge N_{зп} > 0.97$ $KO = 7.1$

$0.97 > N_{зп}$ $KO = 7.2$

При недостаточности данных - $\Delta KO = 0.7$.

$N_{зп}$ для РТМ 108.031.12.80 [3.61] нормирован относительно величины 1.25 для единообразного представления с РД 10-249-98 [3.88].

Таблица 3.3

КД для двух методик расчета на прочность

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КО	1	2	3	4.1	4.2	5.1	5.2	5.3	5.4	6.1	6.2	7.1	7.2
КД по РД 10-249-98,%	30	30	30	40	40	50	50	50	50	80	80	80	80
КД по РТМ 108.031.12.80,%	20	20	20	30	30	40	40	40	40	50	50	50	50

3.2.2. *Алгоритм свертки*

Результаты экспертизы прямой трубы или гиба по изложенной системе правил представляются в виде совокупности пар: категория опасности (***КО***) и коэффициент достоверности (***КД***), по одной паре на каждое правило. ***КД*** при этом задается не в процентах, а в относительных величинах от 0 до 1. Кроме этого, отдельные правила дают не значение ***КО***, а прибавку к нему (Δ***КО***), которая после свертки добавляется к результирующему ***КО***. При выполнении вычислений в свертке используются не обозначения ***КО***, которые приведены выше (например 4.2, 5.4 и т.д.), а их числовые эквиваленты в соответствии с следующей таблицей.

Таблица 3.4

Связь между обозначением и числовым значением ***КО***

Обозначения ***КО***	1	2	3	4.1	4.2	5.1	5.2	5.3	5.4	6.1	6.2	7.1	7.2
Числовые значения ***КО***	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Алгоритм свертки сконструирован таким образом, чтобы в результате его работы выполнялись следующие очевидные принципы:

- при расхождении ***КО***, полученных по различным правилам, результирующее значение ***КД*** снижается, а при совпадении – увеличивается;
- влияние правила на результирующее значение ***КО*** тем больше, чем больше его ***КД***;
- неполнота или давность выполнения контроля снижает окончательное значение ***КД***.

Числовые коэффициенты, определяющие количественную реализацию указанных принципов, подбирались эмпирически, из результатов выполнения экспертизы для большого числа элементов паропроводов.

3.2.2.1. Результаты вычислений по правилам экспертизы группируются следующим образом для каждого различного $КО_i$.

$КО_i - КД_{i1}, КД_{i2}, \ldots, КД_{im}$,

где m – количество правил для которых $КО = КО_i$,

$КД_{i1}, КД_{i2}, \ldots, КД_{im}$ – расположены по убыванию.

Суммарное значение $КД_{сум\ i}$, соответствующее $КО_i$ вычисляется по рекурсивной формуле:

$$КД^{(l)}_{сум\ i} = КД^{(l-1)}_{сум\ i} + \alpha(1 - КД^{(l-1)}_{сум\ i}) \cdot КД_{il},$$

где l меняется от 2 до m,

$\alpha = 0.70$,

$$КД_{сум\ i} = КД^{(m)}_{сум\ i},$$

3.2.2.2.Результирующее значение $КО_{рез}$ определяется по формуле:

$$КО_{рез} = \frac{\sum_i КО_i \cdot КД^k_{сум\ i}}{\sum КД^k_{сум\ i}},$$

где $k = 3$. Результат округляется до целого.

3.2.2.3.Результирующее значение $КД_{рез}$ определяется по формуле

$$КД_{рез} = КД_{сум} \cdot \prod_i \left[\frac{1}{1+|КО_{рез} - КО_i|} \right]^{\beta \cdot КД_{сум\,i}},$$

где $КД_{сум\,i}$ – величины, определенные в 3.2.2.1; $КД_{сум}$ – максимальное из этих значений; $\beta = 0.25$.

3.2.2.4. Вычисление окончательного значения *КО*

К вычисленному в п. 3.2.2.2 $КО_{рез}$ прибавляются значения $\Delta КО$, определенные соответствующими правилами. Кроме этого, значение *КО* не может быть ниже, чем определенное из правила для *КПМ* (3.2.1.4) и из относительной наработки $\tau_н^{отн}$.

$\tau_н^{отн} = \tau_н / \tau_р$.

$0.75 < \tau_н \le 0.85$ $КО \ge 3$;

$0.85 < \tau_н \le 0.95$ $КО \ge 4$;

$0.95 < \tau_н$ $КО \ge 6$.

После этого осуществляется переход от числовых значений $КО_{оконч}$ к их обозначениям в соответствии с табл.3.4.

3.2.2.5.Вычисление окончательного значения *КД* с учетом полноты и даты проведения последнего эксплуатационного контроля.

$КД_{оконч} = КД_{рез} \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$,

где поправочные коэффициенты f_1, f_2, f_3 определяются по табл.3.5.

Таблица 3.5

Поправочные коэффициенты

Вид контроля	Наработка с момента последнего контроля, часы			
	0 - 5000	5000 - 15000	15000 - 30000	> 30000
f_1 – поврежденность микроструктуры	1.0	0.7	0.5	0.3
f_2 – овальность*	1.0	0.9	0.8	0.7
f_3 – остаточная деформация	1.0	0.9	0.8	0.7

* - только для гибов.

3.3 Формирование контрольных групп элементов паропроводов

3.3.1 *Прямые трубы*

Контрольная группа прямых труб, подлежащих контролю в очередной капитальный ремонт, формируется из следующих подгрупп:

3.3.1.1 Все прямые трубы, у которых $КО \ge 6$.

3.3.1.2 Все прямые трубы, у которых $\Delta E \ge 0.5\Delta E_{макс}$ (ΔE – остаточная деформация, $\Delta E_{макс}$ – максимально допустимое значение остаточной деформации, равное 1%).

3.3.1.3 20% прямых труб, у которых $\tau_н > \tau_п$ ($\tau_н$ - наработка, $\tau_п$- парковый ресурс).

Объем контроля труб, выбранных в соответствии с п.п. 3.3.1.1 и 3.3.1.2, включает ВК, УЗК, УЗТ, МПД, ОД и МА, в соответствии с п. 3.3.1.3 – ВК, УЗК, УЗТ, МПД и ОД. Кроме этого, на всех прямых трубах, где установлены репера, каждые 100 тыс.ч. проводится измерение остаточной деформации.

3.3.2 *Гибы*

Контрольная группа формируется из следующих подгрупп:

3.3.2.1 Все гибы, у которых $КО \ge 6$.

3.3.2.2 Все гибы, к которым примыкают прямые трубы с $КО \ge 6$.

3.3.2.3 Все гибы, у которых значения овальности $a < 2\%$ или овальность уменьшилась вдвое и/или $\Delta E \ge 0.5\Delta E_{макс}$. (Максимально допустимое значение остаточной деформации $\Delta E_{макс}$ для гибов равно 0,8%).

3.3.2.4 20% гибов, у которых $\tau_н > \tau_п$ ($\tau_н$ - наработка, $\tau_п$- парковый ресурс).

Объем контроля гибов, выбранных в соответствии с п.п. 3.3.2.1, 3.3.2.2 и 3.3.2.3, включает ВК, УЗК, УЗТ, МПД, ОД и МА, выбранных в соответствии в соответствии с п. 3.3.2.4 – включает ВК, УЗК, УЗТ, МПД и ОД.

4 РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ УСИЛИЙ В ЭЛЕМЕНТАХ ПАРОПРОВОДОВ, РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ ПОЛЗУЧЕСТИ

4.1 Описываемая ниже методика регламентирована РД 10-262-98 [3.66]. Она применяется для определения фактических напряжений в элементах паропроводов с учетом всех видов нагрузок: действием рабочей среды высоких параметров, весовых нагрузок, реакций опор и подвесок, усилий самокомпенсации, а также от нагрузок, вызываемых нестационарными режимами при пусках и остановах, прогревах и расхолаживании паропроводов.

4.2 С использованием полученных значений фактических напряжений выявляются элементы, эксплуатируемые в наиболее тяжелых условиях, определяется индивидуальный остаточный ресурс элементов, устанавливаются возможные причины их повреждений.

4.3 Методика определения фактических напряжений включает два этапа: обследование технического состояния паропроводов и опорно-подвесной системы (ОПС) и выполнение расчетов элементов паропроводов на прочность.

4.4 Обследование технического состояния паропроводов и опорно-подвесной системы их креплений выполняется в соответствии с требованиями РД 34.39.503-89 [3.34], а также методическими указаниями по наладке паропроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации [3.89]. Это обследование включает:

4.4.1 Измерение фактических линейных размеров трасс паропроводов с уточнением положения ответвлений, опор, подвесок, арматуры и индикаторов тепловых перемещений. Проверка соответствия типов опор и подвесок проекту, целостности и работоспособности элементов ОПС и индикаторов тепловых перемещений.

4.4.2 Измерение геометрических характеристик установленных пружин: количества витков, диаметров прутков и навивки пружин, а также высот пружин в рабочем состоянии паропроводов. Дополнительно проводится измерение длины тяг пружинных подвесок и их отклонения от вертикали.

4.4.3 Выполнение проверки отсутствия защемлений при температурных расширениях паропроводов.

4.4.4 Составление на основании полученных данных ведомостей дефектов паропроводов и ОПС, в которых указываются необходимые мероприятия по устранению дефектов и сроки их выполнения.

4.4.5 Выполнение расчетных схем паропроводов, на которых указываются защемления, препятствующие свободному температурному расширению (если они имеются), и которые являются основным исходным материалом для выполнения расчетов на прочность по фактическому состоянию паропроводов.

4.5 Расчеты элементов паропроводов на прочность, регламентированные РТМ 24-038.08-72 [3.59], выполняются в двух вариантах: до и после наладки ОПС.

4.5.1 Вариант 1. Расчет фактических напряжений в элементах паропроводов до наладки ОПС, выявление элементов, работающих с наибольшими напряжениями. Расчет проводится с учетом:

- фактического состояния трасс и ОПС паропроводов;
- фактической нагрузки пружинных опор и подвесок;
- фактических длин тяг пружинных подвесок;
- фактической массы элементов паропроводов и тепловой изоляции, смонтированных на них до проведения ремонта;
- фактических типоразмеров труб, овальности и толщины стенок в растянутой зоне гибов, жесткости установленных опор и подвесок;

- монтажных натягов;
- защемлений (если они имеются).

В результате проведенного расчета фактических напряжений в элементах паропроводов, действовавших в период до наладки ОПС, выявляются элементы, работающие с наибольшими напряжениями от совместного воздействия всех нагружающих факторов. Кроме этого, устанавливаются возможные причины повреждений элементов паропроводов (если повреждения имели место).

4.5.2 Вариант 2. Расчет фактических напряжений в элементах паропроводов после наладки ОПС. Расчет выполняется с учетом факторов, изложенных в 4.5.1. Дополнительно учитываются следующие факторы:

- жесткость вновь установленных (или замененных по результатам обследования) пружин опор и подвесок;
- изменения, внесенные в расположение опор и подвесок;
- соответствие состояния паропроводов принятым в НТД требованиям (в частности, дефекты паропроводов и их ОПС, а также имеющиеся защемления должны быть устранены);
- масса тепловой изоляции, с которой паропровод будет эксплуатироваться после ремонта.

Результаты расчета в дальнейшем используются для определения запаса прочности элементов паропровода, а также для контроля и необходимой дополнительной наладки ОПС и для контроля за тепловыми перемещениями паропроводов.

4.6 По результатам выполнения этапов работы, предусмотренных 4.4 и 4.5, оформляется следующая техническая документация:

- ведомость дефектов паропроводов и ОПС с отметками об устранении дефектов;
- расчетные схемы паропроводов;
- выходные формы программы при расчете на прочность;
- результаты контроля за тепловыми перемещениями паропроводов;
- акт о техническом состоянии паропроводов и ОПС, в который должны быть включены (в случае необходимости) мероприятия со сроками их выполнения по реконструкции паропроводов или ОПС.

5 ПОРЯДОК И ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА СЛУЖБЫ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПАРОПРОВОДОВ ПОСЛЕ ВЫРАБОТКИ ПАРКОВОГО РЕСУРСА

5.1 Продление срока службы элементов паропроводов за пределы паркового ресурса осуществляется на основании результатов экспертизы, выполненной в соответствии с разд.3, с учетом результатов исследования физико-химических, структурных, механических и жаропрочных свойств металла контрольной вырезки, выполненных в соответствии с разд. 2.11.

5.2 К эксплуатации сверх паркового ресурса допускаются элементы, для которых выполнено условие $КО \le 6$.

5.3 Для определения возможности и сроков эксплуатации элементов паропроводов сверх паркового ресурса на ТЭС организуется экспертно-техническая комиссия (ЭТК) и привлекается специализированная организация.

5.3.1 ЭТК ТЭС анализирует исходную для проведения экспертизы техническую документацию по контролю элементов за весь период эксплуатации, по проведенным заменам элементов, по условиям эксплуатации и соответственно их проектным условиям, по результатам экспертизы, выполненной с использованием интерактивного норматива, результаты расчетов опорно-подвесной системы паропроводов, а также предписания Госгортехнадзора России.

5.3.2 Специализированная организация проводит на основании исходной технической документации, результатов экспертизы, дополнительных исследований металла контрольной

вырезки анализ состояния длительно работавших элементов и составляет заключение о возможности и условиях дальнейшей их эксплуатации.

5.4 Для подготовки заключения о возможности дальнейшей эксплуатации паропровода, ТЭС не позднее, чем за два месяца до исчерпания паркового ресурса, представляет в специализированную организацию проект решения ЭТК, исходную техническую документацию и результаты экспертизы элементов паропроводов.

5.5 В соответствии с [3.66] специализированная организация на основании исследований готовит в срок до 10 месяцев заключение о возможности эксплуатации элементов паропроводов. При положительной оценке возможности дальнейшей эксплуатации элементов паропроводов специализированная организация разрабатывает и вносит в заключение номенклатуру и объемы контроля элементов, условий их эксплуатации.

На основании заключения специализированной организации ЭТК ТЭС составляет «Решение экспертно-технической комиссии», состоящее из двух частей.

В первой части дается подробная характеристика элементов паропроводов, а во второй - описывается уровень их технического состояния на момент обследования. Вторая часть «Решения» должна включать рекомендации о дальнейшей эксплуатации элементов в соответствии с заключением специализированной организации или о прекращении их работы.

5.6 Решение ЭТК о дальнейшей эксплуатации элементов паропроводов утверждается РАО «ЕЭС России» с привлечением МКС «Живучесть ТЭС» и ОТС «Живучесть ТЭС» и вносится ТЭС в паспорт соответствующего оборудования. Для утверждения решения ЭТК в РАО «ЕЭС России» представляется заключение специализированной организации о состоянии элементов, возможности их дальнейшей эксплуатации, номенклатуре и объеме контроля в разрешенный период эксплуатации.

Примечание. Проведение экспертизы должно быть завершено в течение одного года после исчерпания паркового ресурса элементов. В течение этого времени ТЭС может эксплуатировать трубопровод с рассматриваемыми элементами при номинальных или пониженных параметрах. На это время специализированная организация, проводящая экспертизу, представляет ТЭС временное заключение о возможных параметрах эксплуатации паропроводов.

Дополнение А к РД 153-34.0-20.605-2002-06иг

ТЕХНОЛОГИЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ МИКРОПОР ПОЛЗУЧЕСТИ ПРИ АНАЛИЗЕ МИКРОШЛИФОВ И РЕПЛИК

1 Общие положения

1.1 Исследование микроповрежденности порами ползучести следует осуществлять с помощью переносного или стационарного микроскопов при увеличении ×500 при просмотре в прямом и косом освещении. В случае микроповрежденности металла единичными порами ползучести рекомендуется просматривать микрошлифы при увеличениях до ×1000.

1.2 При оценке микроповрежденности металла порами ползучести устанавливают характерные места расположения, размер, глубину залегания и плотность (количество пор в одном поле зрения) распределения пор. Для составления заключения по одному микрообразцу или реплике необходимо просмотреть не менее двадцати полей зрения. Степень микроповрежденности металла контролируемого элемента оценивается по полю зрения с *максимальной микроповрежденностью* порами ползучести. Характерные места с максимальной микроповрежденностью порами ползучести должны быть зафиксированы при увеличении ×500 – занесены в память компьютера или сфотографированы.

2 Анализ микрошлифов

При оценке микроповрежденности металла паропроводов – выявлении микропор ползучести, цепочек микропор и микротрещин на металлографических шлифах («живом металле») необходимо руководствоваться следующими правилами:

2.1 Единичные изолированные, множественные микропоры, цепочки микропор располагаются всегда по границам и в стыках зерен и имеют темную окраску (см. рис.1);

2.2 Микротрещины имеют зигзагообразный, характерный для процесса ползучести, вид (см. рис.2);

2.3 Поры ползучести имеют, как правило, каплевидную, слегка вытянутую форму, встречаются также поры округлой и треугольной формы (см. рис.3).

2.4 Единичные изолированные и множественные поры преимущественно имеют характерный размер 1-4 мкм; при наличии цепочек пор и крупных пор, размером ≥ 5 мкм, *обязательно должны* наблюдаться более мелкие единичные поры (см. рис.4, а). Если единичные поры отсутствуют, то выявленные «цепочки пор» могут представлять собой растравленные границы зерен с карбидами, расположенными по ним в виде цепочек (см. рис.4, б).

2.5 Карбиды на нерастравленном (правильно приготовленном) шлифе, в отличие от микропор, имеют светлую окраску с окантовкой по краям (см. рис.5).

2.6 При идентификации пор большое значение имеет степень травления шлифа. Выявляемость микропор лучше в том случае, когда микрошлиф подготовлен (протравлен) таким образом, что имеются тонкие четкие границы зерен (см. рис.6).

При сильном травлении границы зерен и очертания расположенных на них карбидов оказываются увеличенными, размытыми. Указанные элементы структуры могут быть ошибочно приняты за поры или цепочки пор (см. рис.4).

2.7 Следует отличать поры ползучести от ямок, оставшихся от выкрошившихся в процессе изготовления микрошлифа карбидов. Как было указано в п. 2.1, микропоры всегда располагаются по границам и в стыках зерен. Ямки от выкрошившихся карбидов могут быть и в теле зерен (см. рис.7).

2.8 Неметаллические включения обычно имеют светлосерую (оксиды), темносерую (сульфиды) или комбинированную светло-темно-серую (оксисульфиды) окраску. Микропоры, в отличие от неметаллических включений имеют черную окраску (см. рис.8). Кроме этого, неметаллические включения, как правило, имеют большие размеры, чем микропоры. В отличие от пор, у которых при изменении фокусировки просматривается дно, неметаллические включения лежат в плоскости шлифа.

2.9 При оценке микроповрежденности металла элементов паропроводов из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф применяют единые правила. Следует, однако, учитывать, что наибольшая трудность связана с выявлением единичных изолированных пор в стали 15Х1М1Ф, имеющей бейнитную (феррито-бейнитную) структуру (см. рис.9). В сомнительных случаях, когда другие составляющие микроструктуры можно принять за поры, следует давать более консервативную оценку микроповрежденности металла, т.е. считать категорию повреждения микроструктуры (КПМ), равной 5.1 (наличие единичных пор).

3 Анализ реплик

3.1 Реплика представляет собой точный отпечаток рельефа металлографического шлифа и воспроизводит все детали микроструктуры шлифа: границы зерен, выделения на границах, включения, поры, трещины и т.п.

Все детали рельефа микроструктуры, которые на протравленном шлифе лежат ниже уровня поверхности (границы зерен, области вокруг карбидов, микропоры, микротрещины и т.п.), на реплике выступают над уровнем поверхности пленки.

3.2 При исследовании ацетатной реплики на металлографическом микроскопе на нее помещают зеркало, которое отражает прошедший через реплику свет обратно в объектив.

При прохождении света через участки пленки, не содержащие рельефа, его направление практически не изменяется, и все лучи попадают в объектив. Освещенность таких участков на изображении будет максимальной.

При прохождении света через выступ рельефа реплики часть лучей отклоняется от первоначального направления настолько, что не попадает в объектив. В результате элементы рельефа будут выглядеть темными. Таким образом, распределение контраста на изображении реплики получается подобным распределению контраста на шлифе. Для усиления контраста обратную поверхность реплики можно покрыть прозрачным слоем черной краски или чернил.

3.3 Если в металле шлифа имеются микропоры, на рельефе границ будут присутствовать микровыпуклости соответствующих размеров. Микропоры размерами порядка 1-2 мкм обычно выглядят как темные пятна на изображении шлифа, а достаточно крупные поры могут иметь неоднородный контраст.

Типичные портреты микроструктуры стали 12Х1МФ с различной степенью повреждения, полученные при исследовании ацетатных реплик, приведены на рис.10.

3.4 Оценка микроповрежденности металла порами ползучести с использованием полимерных реплик, изготовленных из фотопленки или магнитной пленки, проводятся по такой же методике, как и при анализе ацетатных пленок. Как и на металлографическом шлифе, микропоры имеют вид темных округлых пятен, а карбиды представляют собой светлые частицы с окантовкой (см. рис.11).

3.5 Определение микроповрежденности металла с помощью реплик (оттисков), приготовленных из специального жидкого раствора полимерного материала, твердеющего на воздухе, осуществляется по методике, разработанной А.Е. Аноховым и И.В. Фединой (ВТИ). В качестве примера на рис.12 показаны характерные портреты структуры металла из стали 12Х1МФ после длительной эксплуатации. Идентификация структурных составляющих (границ зерен, карбидов, микропор и т.п.) при анализе реплик проводится таким же образом, как и при исследовании металлографических шлифов.

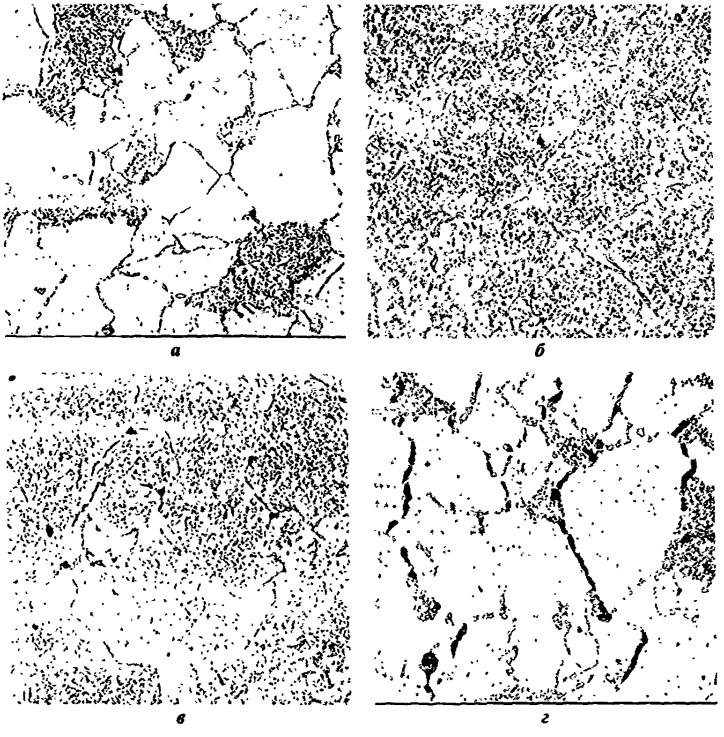


Рис.1. Микроструктура сталей 12Х1МФ (*а, г*) и 15Х1М1Ф (*б, в*).
Микрошлифы, ×500.
Единичные изолированные микропоры округлой формы (*а, б*), множественные поры (*в*), цепочки пор (*г*).

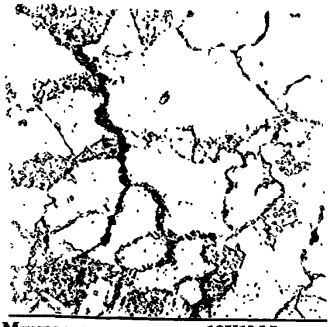


Рис.2. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Микрошлиф, ×500.
Зигзагообразные микротрещины по границам зерен.

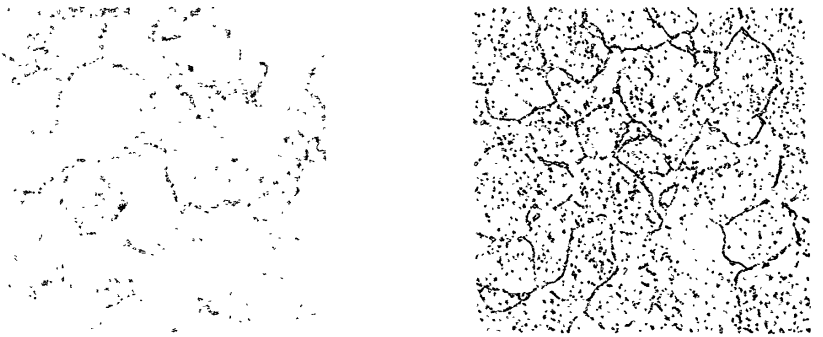


Рис.3. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Микрошлиф, ×500.
Микропоры округлой (1), каплевидной (2) и треугольной формы (3).





Рис.4. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Микрошлифы, ×500.
а) цепочки пор (1), единичные изолированные поры (2);
б) растравленные границы зерен, микропоры отсутствуют.



а *б*

Рис.5. Микроструктура сталей 12Х1МФ (*а*) и 15Х1М1Ф (*б*).
Микрошлифы, ×500.
Микропоры отсутствуют. Карбиды имеют светлую окраску с окантовкой по краям.

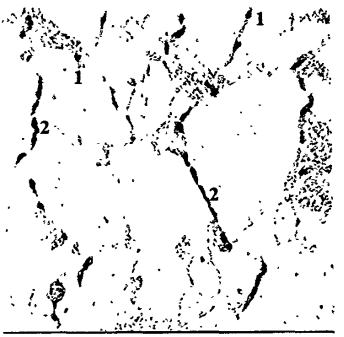


Рис.6. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Микрошлиф, ×500.
Границы зерен тонкие, четкие. Единичные микропоры (1), цепочки микропор (2).



Рис.7. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Микрошлифы, ×500.
Микропоры отсутствуют. Имеются ямки (1) от выкрошившихся карбидов по границам (*а*) и в теле (*б*) зерен

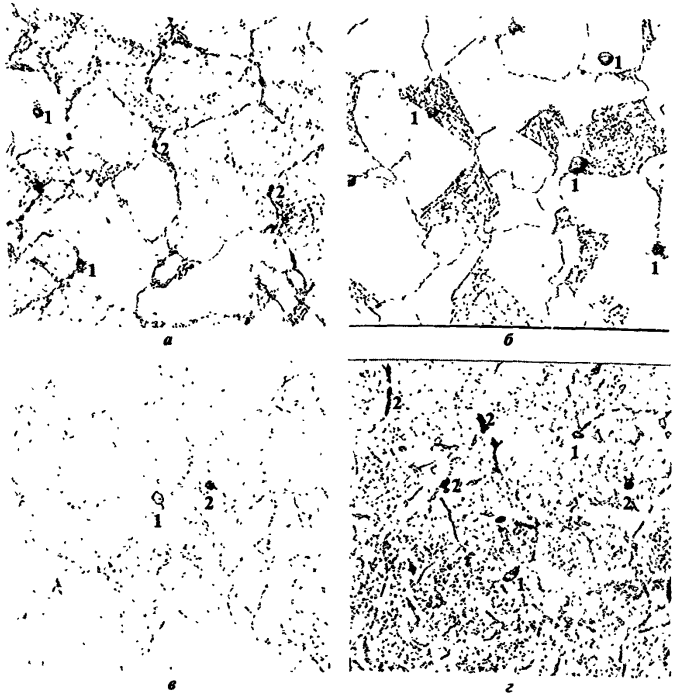


Рис.8. Микроструктура сталей 12Х1МФ (а, б) и 15Х1М1Ф (в, г).
Микрошлифы, ×500.
Неметаллические включения (1) в отличие от микропор ползучести (2).

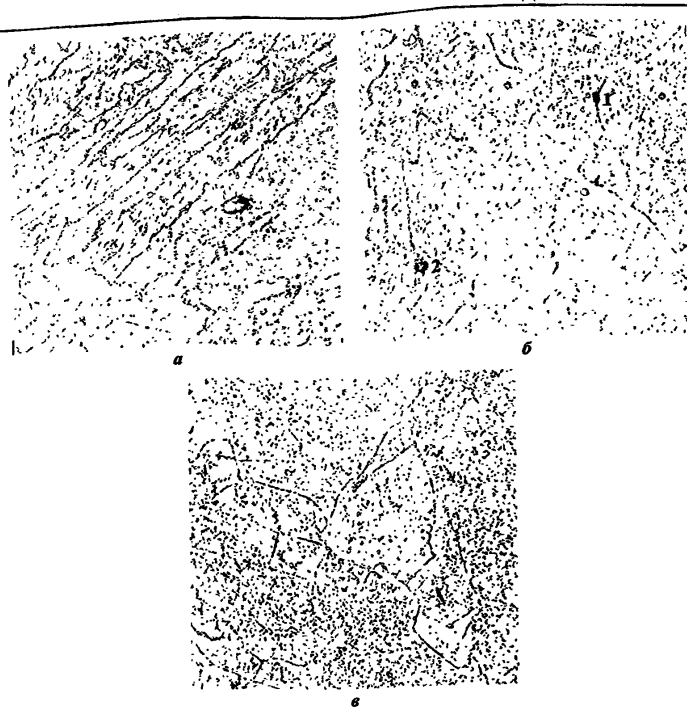


Рис.9. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Микрошлифы, ×500.
а) единичное неметаллическое включение;
б) единичные изолированные поры (1), неметаллические включения (2);
в) микропоры и неметаллические включения отсутствуют.

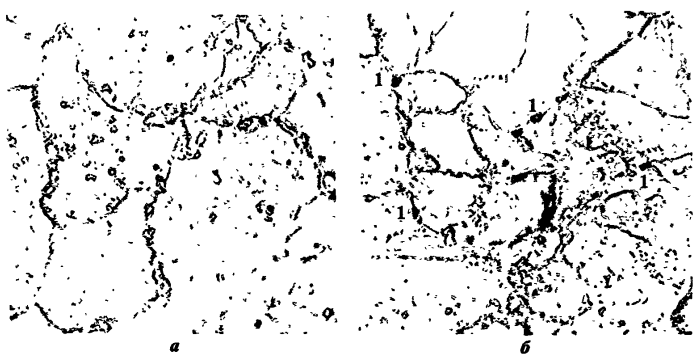


Рис.10. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Ацетатная реплика, ×500.
а) феррито-перлитная структура, карбиды располагаются по границам и телу зерен, микропоры отсутствуют;
б) единичные изолированные поры (1) по границам и в стыках зерен.

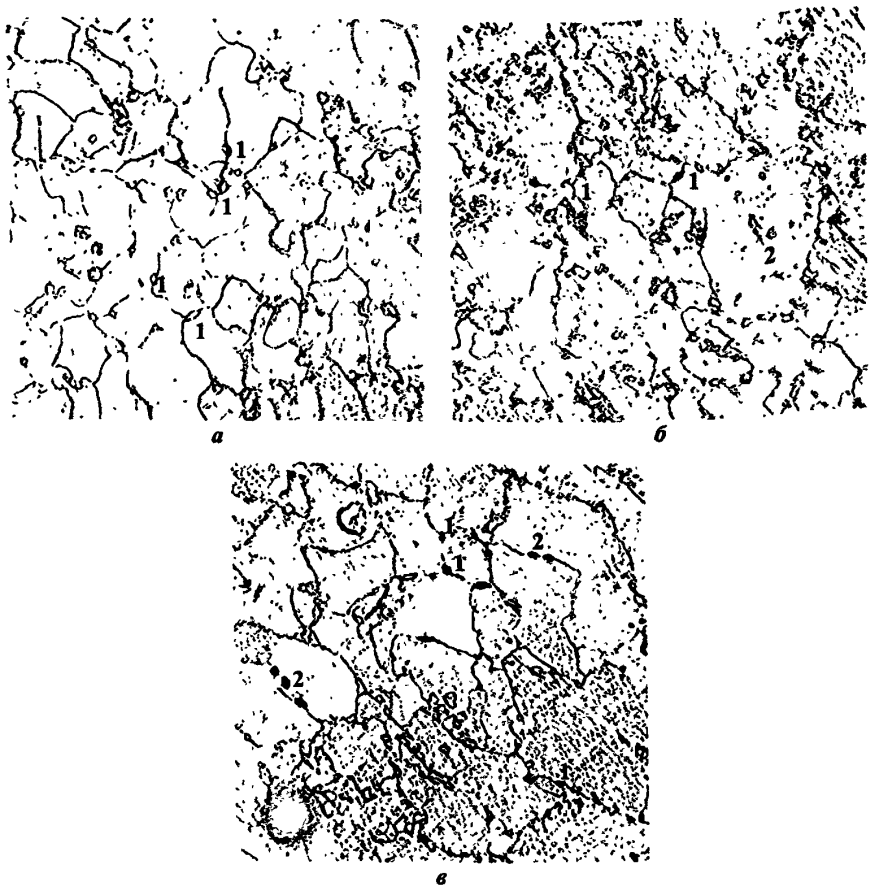


Рис.11. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Полимерные реплики (фотопленка), ×500.
а) феррито-карбидная структура, карбиды (1) располагаются по границам и телу зерен;
б) единичные изолированные поры (1), карбиды (2) расположены по границам и в теле зерен;
в) единичные изолированные микропоры (1), цепочки пор (2).

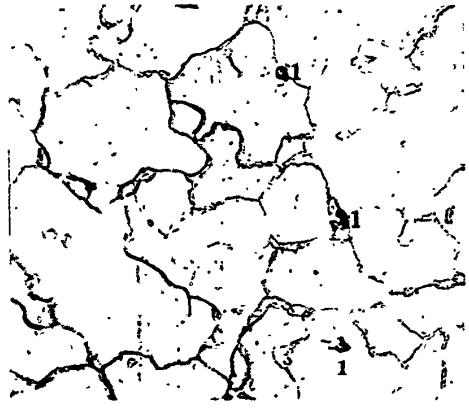


Рис.12. Микроструктура стали 12Х1МФ.
Реплика из жидких полимеров, твердеющих на воздухе, ×500.
Единичные изолированные поры (1).

Приложение 7 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Котлы и паропроводы ТЭС. Регламент контроля элементов, выработавших парковый ресурс**	РД 153-34.0-20.605-2002-07рк

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на работающие при температуре выше 450°С элементы котлов и паропроводов, выработавших парковый ресурс (превысивших парковый предел живучести), а также на элементы котлов и паропроводов, у которых до выработки паркового ресурса выявлялись признаки исчерпания фактического ресурса, и устанавливает требования к организации их контроля.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Требования данного РД относятся к блокам, установленным на электростанциях, включенных в перечень отраслевых образцов стареющих ТЭС (региональных центров), приведенный в РД 153-34.0-20.605-2002-18ру (Приложение 18)*).

1.2 Контролю подлежат гибы, прямые участки, сварные соединения и литые детали паропроводов и коллекторов котлов.

1.3 Контроль проводится в период текущих, средних и капитальных ремонтов блока. В период капитальных ремонтов проводится дефектоскопия всех элементов, входящих в контрольную группу. В период текущих и средних ремонтов контролируются те элементы, информация о состоянии которых необходима для предварительного планирования работ, выполняемых при капитальном ремонте.

2 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ КОНТРОЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

2.1 Контроль и оценка состояния гибов производится по результатам УЗК, МПД, измерений толщины стенки и овальности сечения, определения структуры и микроповреждения металла.

2.2 Для увеличения достоверности принимаемого решения необходимо сопоставление результатов контроля по контролируемому гибу (контрольной группе) с наиболее информативными данными из отраслевой базы «Повреждения гибов паропроводов и перепускных труб». В качестве средства для такого сопоставления должна использоваться отраслевая информационно-экспертная система гармонизации решений (СГР).

2.3 Контроль и оценка состояния прямых участков производится по результатам измерения толщины стенки и твердости металла, определения его структуры и микроповреждения, измерений остаточной деформации или скорости ползучести.

2.4 Контроль и оценка состояния сварных соединений, литых деталей паропроводов и коллекторов производится методами и средствами, предусмотренными в типовой инструкции для допаркового периода эксплуатации этих элементов. Для оценки состояния коллекторов дополнительно может измеряться величина их прогиба.

Гидроиспытания трубопроводных элементов пароводяного тракта после выполнения сварочных работ при их ремонте осуществляются в соответствии с РД 34.153-34.0-20.605-2002-09ип (Приложение 9).

2.5 Дефектоскопический контроль и измерение твердости производятся согласно действующей НТД. Определение структуры и микроповреждения металла прямых труб произ-

*) В указанных региональных центрах настоящий РД внедряется поэтапно по мере получения положительных результатов на лидере группы - Костромской ГРЭС с учетом фактического состояния их оборудования.

водится по сколам, репликам, либо с помощью микрообразцов в соответствии с РД 153-34.0-20.605-2002-06иг (Приложение 6).

2.6 Исследование микроструктуры и микроповреждения металла гибов проводится по репликам, либо с помощью микрообразцов, отобранных на растянутой зоне гиба. Допускается проводить исследование микроструктуры на металле сколов, отобранных из сжатой зоны. Прогиб коллекторов определяется с помощью струны или гидроуровня, или оптическим (лазерным) способом.

3 ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ

3.1 Возможность и условия дальнейшей эксплуатации элементов, указанных в п.1.2, определяются по результатам обследования контрольных групп.

3.2 В контрольную группу гибов (не менее двух на каждой нитке паропровода или перепуска) должны входить гибы с наименьшим расчетным ресурсом, а также гибы, ресурс которых может существенно снижаться из-за действия неподдающихся учету факторов.

3.3 Контрольная группа труб (не менее двух на каждой нитке паропровода или на каждом перепуске) должна выбираться с учетом данных о структуре и расчетном ресурсе не менее 30% труб данной нитки или всех труб данного перепуска.

3.4 Данные о паропроводах, необходимые для выделения контрольной группы в соответствии с п.3.2, должны быть получены до наработки ими паркового ресурса, установленного действующими РД.

Приложение 8 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС».	РД 153-34.0-20.605-2002-08мт
Паропроводы ТЭС. Технология определения микроповреждения металла по микротвердости отобранных микрообразцов	

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на элементы паропроводов (гибы, фасонные детали, прямые участки), работающие при температуре металла выше 450°С, и определяет технологию оценки микроповрежденности металла по микротвердости отобранных микрообразцов (микровырезок) в дополнение к исследованиям микроструктуры.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Технология определения микротвердости металла отобранных микрообразцов (далее по тексту технология «Микротвердость») предназначена для систематической оценки микроповрежденности металла прямых труб и гибов паропроводов. При длительной эксплуатации паропроводов технология применяется наряду с иными физическими методами исследования, например, металлографическим анализом, электронной растровой и просвечивающей микроскопией. Обоснование применения технологии «Микротвердость» приведено в разделе 6.

1.2 Технология «Микротвердость» является частью технологии «Микрообразцы», приведенной в РД 153-34.0-20.605-2002-06 иг (Приложение 6).

1.3 В технологии «Микротвердость» используются свойства жаропрочных сталей 12Х1МФ, 15Х1М1Ф изменять микротвердость составляющих фаз - феррита, перлита, сорбита, бейнита при трансформации микроструктуры в процессе стационарной и нестационарной ползучести, а также при действии термомеханических нагрузок.

1.4 Отбор микрообразцов для измерения микротвердости проводится во время плановых и внеплановых ремонтов оборудования.

1.5 Организацию и проведение работ, предусмотренных данной технологией, осуществляют лаборатории металлов ТЭС, лаборатории измерений дефектности оборудования (ЛИДО), службы металлов энергосистем, службы измерения дефектности оборудования (СИДО).

2 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

При использовании технологии «Микротвердость» применяется стандартное оборудование – микротвердомеры типа ПМТ- 3 или ПМТ-3М.

3 ТЕХНОЛОГИЯ

3.1 При проведении контроля микроповрежденности металла элементов паропроводов ТЭС по технологии «Микротвердость» последовательно выполняют следующие основные операции:

- выборку микрообразцов из наиболее повреждаемых зон паропроводов, в первую очередь из растянутой зоны гиба;
- подготовку микрошлифов по принятой для оптической и растровой электронной микроскопии технологии ОСТ 34-70-690-96 [3.24].
- проведение измерений микротвердости на микрошлифах;
- обработку результатов измерений и определение категорий повреждения (деградации) микроструктуры.

3.2 Измерение микротвердости различных структурных составляющих металла микрообразца выполняют в соответствии с технологией, рекомендованной ГОСТ 9450-76 [3.22].

3.3 При измерениях должны выполняться следующие требования:

- количество отпечатков на каждой структурной составляющей - не менее 15;
- нагрузка на индентор – 20 г;
- расстояние между отпечатками - не менее 3d, где d - размер диагонали отпечатка;
- перед каждой серией измерений выполняется юстировка прибора.

3.4 Измерения выполняют для следующих структурных составляющих:

- ферритные зерна;
- перлитные (сорбитные, бейнитные) зерна

3.5 Результаты измерений записываются в табл.1.

Таблица 1

Форма записи результатов измерения микротвердости

Структурная составляющая	Значение параметра	Единица измерения	Результаты измерений 1 2 3 4 15	Среднеарифметическое значение
ФЕРРИТ	длина диагонали отпечатков значение микротвердости	мкм МПа		
ПЕРЛИТ	длина диагонали отпечатков значение микротвердости	мкм МПа		
БЕЙНИТ	длина диагонали отпечатков значение микротвердости	мкм МПа		

4 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ МИКРОТВЕРДОСТИ И ОЦЕНКА КАТЕГОРИИ ПОВРЕЖДЕНИЯ МИКРОСТРУКТУРЫ МЕТАЛЛА

4.1 Оценку микроповреждения проводят по значениям микротвердости структурных составляющих, характерных для данной марки стали. Для стали 12Х1МФ определяют:

$H_\mu^{Ф}$ - микротвердость феррита;

$H_\mu^{П}$ - микротвердость перлита;

$\Delta H_\mu^{П-Ф}$ - разность значений микротвердости перлита и феррита.

Для стали 15Х1М1Ф определяют:

$H_\mu^{Ф}$ - микротвердость феррита;

$H_\mu^{Б}$ - микротвердость бейнита;

$\Delta H_\mu^{Б-Ф}$ - разность значений микротвердости бейнита и феррита.

Значения $H_\mu^{П}$, $H_\mu^{Б}$, $\Delta H_\mu^{П-Ф}$, $\Delta H_\mu^{Б-Ф}$ определяют как среднеарифметическое результатов измерений, выполненных в соответствии с п.п. 3.3 и 3.4.

4.2 Значения $H_\mu^{П}$, $H_\mu^{Б}$, $\Delta H_\mu^{П-Ф}$, $\Delta H_\mu^{Б-Ф}$, полученные в соответствии с п.4.1, сравниваются с этими же значениями, приведенными в табл.2 для данной марки стали, и определяется категория повреждения микроструктуры. Характеристики микроструктуры в зависимости от категории повреждения приведены в табл.3.

Если значения $H_\mu^{П}$, $H_\mu^{Б}$, $\Delta H_\mu^{П-Ф}$, $\Delta H_\mu^{Б-Ф}$ соответствуют 5-ой или 6-ой категориям повреждения, то результаты проведенного контроля считаются ориентировочными. В этом случае действительная категория повреждения определяется другими методами контроля (например, путем анализа «портрета» микроструктуры). В остальных случаях по полученным значениям $H_\mu^{П}$, $H_\mu^{Б}$, $\Delta H_\mu^{П-Ф}$, $\Delta H_\mu^{Б-Ф}$ устанавливается соответствующая категория микроповреждения данного элемента паропровода.

Таблица 2

Характеристики микротвердости (МПа) структурных составляющих сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф в зависимости от категорий повреждения микроструктуры

Категория повреждения микроструктур	12Х1МФ		15Х1М1Ф	
	$H_\mu^{П}$	$\Delta H_\mu^{П-Ф}$	$H_\mu^{Б}$	$\Delta H_\mu^{Б-Ф}$
1	> 2225	> 560	> 2200	> 525
2	ниже 2225 до 2075	ниже 560 до 480	ниже 2200 до 2000	ниже 525 до 475
3	ниже 2075 до 1925	ниже 480 до 400	ниже 2000 до 1800	ниже 475 до 425
4	ниже 1925 до 1775	ниже 400 до 320	ниже 1800 до 1600	ниже 425 до 375
5	ниже 1775 до 1625	ниже 320 до 240	ниже 1600 до 1400	ниже 375 до 325
6	(<1625)	(<240)	(<1400)	(<325)
7	–	–	–	–

Примечание: Значения, заключенные в скобки, должны использоваться как справочные.

Таблица 3

Категории повреждения микроструктуры металла паропроводов из сталей перлитного класса (12Х1МФ, 15Х1М1Ф) в процессе длительной эксплуатации.

Категория повреждения микроструктур	Характеристика микроструктуры
1	В пределах сдаточных исходных микроструктур. Отсутствие изменений микроструктуры по отношению к исходной.
2	В пределах сдаточных исходных микроструктур. Небольшие изменения микроструктуры по отношению к исходной на начальной стадии старения.
3	В пределах браковочных исходных микроструктур. Заметные изменения сдаточных исходных микроструктур в процессе эксплуатации.
4	Существенные изменения исходной сдаточной микроструктуры, заметные изменения исходной браковочной микроструктуры. Повышенное количество карбидов по телу зерен. Отсутствие пор. (Не выявляются при исследовании методом оптической микроскопии).
5	Большие изменения исходной микроструктуры. Повышенное количество выделений карбидов по телу и границам зерен. Коагуляция карбидов. Наличие микропор со средним размером более 1 мкм, ориентированных по границам зерен.
6	Большие изменения исходной микроструктуры. Наличие цепочек микропор по границам зерен.
7	Наличие цепочек микропор, слившихся в микротрещины (макротрещины).

4.3 В том случае, когда в соответствии с таблицей 2 $H_\mu^{П}$ или $H_\mu^{Б}$ соответствуют одной категории повреждения, а $\Delta H_\mu^{П-Ф}$ или $\Delta H_\mu^{Б-Ф}$ другой категории, действительную категорию повреждения микроструктуры определяют как среднюю арифметическую этих значений с округлением результатов до целого.

5 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результаты оценки микроповреждения оформляют протоколом, в котором приводят:

- характеристики контролируемого элемента паропровода;
- схему расположения точек отбора микрообразцов;
- результаты измерений;
- категории микроповреждения.

6 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «МИКРОТВЕРДОСТЬ»

Технология «Микротвердость» позволяет повысить достоверность контроля по сравнению с принятыми методами (например, металлографический анализ и др.).

Технология апробирована на более чем 250 образцах металла прямых труб и гибов паропроводов различных типоразмеров из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф в состоянии поставки и после длительных (до 300000 ч) сроков эксплуатации или испытаний на длительную прочность и ползучесть при температуре 510 - 600°С при категориях повреждения микроструктуры металла от 1 до 7.

Кроме того, результаты испытаний позволили определить необходимое значение нагрузки - 20 г для получения представительных отпечатков алмазного индентора, а также определить информативные характеристики повреждения в зависимости от марки стали. Для стали 12Х1МФ – это микротвердость перлита (сорбита) и разность микротвердости перлита (сорбита) и феррита, для стали 15Х1М1Ф - это микротвердость бейнита и разность значений микротвердости бейнита и феррита. Эти параметры практически не изменяются по толщине образца.

Установлено, что технология «Микротвердость» достоверно выявляет однозначную связь между категориями повреждения и значениями микротвердости на 1-ой и 2-ой стадиях ползучести. При этом погрешность при измерениях микротвердости не превышает 5%.

Приложение 9 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Трубопроводы пароводяного тракта ТЭС. Испытания после выполнения сварочных работ в процессе ремонта**	РД 153-34.0-20.605-2002-09ип

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на трубопроводные элементы пароводяного тракта ТЭС и устанавливает правила организации испытаний трубопроводных элементов в случае проведения сварки при их ремонте.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящий РД уточняет положения «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» [3.73] и «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» [3.74] в части организации испытаний трубопроводных элементов с учетом специфики их ремонта на ТЭС.

1.2 Испытания должны быть организованы таким образом, чтобы уменьшить опасность развития дефектов в оборудовании, возникающих из-за специфики условий гидравлических испытаний. Гидравлические испытания трубопроводов с целью проверки их на прочность и плотность (герметичность) в настоящее время осуществляют в области температур металла 10-40°С, в которой трещиностойкость металла существенно ниже, чем при высокой температуре. При многократных гидроиспытаниях (опрессовках) подрастание дефектов, обусловленное такими циклами, может быть значительным. Кроме того, при повреждениях трубных систем котлов и трубопроводов, устраняемых в течение небольшого времени (менее двух суток) их заполнение под опрессовку сопровождается резким охлаждением еще не остывшего металла и появлением высоких термических напряжений, способствующих развитию дефектов.

1.3 В настоящем РД вводится критерий - категория ситуации, определяемый через число отремонтированных с помощью сварки стыков в испытуемой системе трубопроводов. Этот критерий позволяет выбрать наиболее оптимальный метод испытаний в зависимости от объема ремонта.

Количество отремонтированных сварных соединений в системе трубопроводов определяется как сумма переваренных (подваренных) в периоды последнего и всех предыдущих ремонтов.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТОДА ИСПЫТАНИЙ

2.1 При гидроиспытаниях в процессе эксплуатации элементов пароводяного тракта все ситуации, связанные с ремонтом сварных соединений, подразделяются на три категории.

2.2 К первой категории относятся все регламентированные в разд.3 случаи, для которых однозначно разрешена замена гидроиспытаний неразрушающим контролем. Ко второй категории относятся случаи, при которых лицам, принимающим решение (инспектор Госгортехнадзора, технический руководитель ТЭС), разрешен выбор: гидроиспытания или неразрушающий контроль. К третьей категории относятся случаи, для которых гидроиспытания обязательны.

2.3 Область применения данного документа определена «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» [3.74].

3 ОРГАНИЗАЦИЯ ИСПЫТАНИЙ

3.1 Если количество отремонтированных сварных соединений у объекта Госгортехнадзора, например трубопровода, не превышает 5%, но не более 5 единиц (категория 1), то вме-

сто гидроиспытаний необходимо осуществить неразрушающий контроль не менее, чем двумя физически различными способами, регламентированными действующей НТД.

3.2 При количестве отремонтированных сварных соединений до 20%, но не более 20 единиц (категория 2), решение о способе контроля (гидравлическое испытание или дефектоскопия согласно п. 3.1) принимается техническим руководителем ТЭС и инспектором Госгортехнадзора с учетом конкретных факторов.

3.3 При количестве отремонтированных сварных соединений 20% или более 20 единиц (категория 3) необходимо осуществлять гидроиспытания отремонтированной системы.

III ЖИВУЧЕСТЬ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Приложение 10 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий, сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС».	РД 153.34.0-20.605-2002-10зс
Здания и сооружения ТЭС. Определение категорий опасности для железобетонных конструкций стареющих ТЭС	

Настоящий руководящий документ (далее РД) распространяется на все строительные несущие и ограждающие железобетонные конструкции (далее ЖБК) зданий и сооружений стареющих ТЭС и устанавливает порядок принятия решений при определении категорий опасности (остаточного ресурса) ЖБК и соответственно регламента их ремонта и эксплуатации в зависимости от категории опасности.

РД предназначен для служб надзора и может использоваться совместно с программной оболочкой информационно-экспертной системы (раздел «здания и сооружения») путём преобразования всей имеющейся информации о ЖБК (паспортные данные завода-изготовителя, рабочие чертежи, данные по условиям эксплуатации, истории ремонтов, результаты технических обследований, геодезического контроля, мониторинга дефектов и повреждений) в компьютерную электронную.

1 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАТЕГОРИЙ ОПАСНОСТИ ЖБК

1.1 Подготовительный этап экспертизы ЖБК

1.1.1 Для проведения экспертизы ЖБК необходимо провести подготовительный этап работ, включающий:

- подбор и изучение проектной, исполнительной на изготовление и монтаж, эксплуатационной документации по изделиям ЖБК;
- определение контролепригодности ЖБК и способов обеспечения непосредственного доступа к несущим и ограждающим конструкциям;
- разработку технической программы мониторинга ЖБК;
- подготовку рабочих мест, обеспечивающих непосредственный доступ к конструкциям;
- подготовку средств мониторинга ЖБК;
- подготовку карты повреждений и дефектов.

Здесь и далее под мониторингом ЖБК понимается постоянное наблюдение за их техническим состоянием с целью своевременного выявления в них дефектов и повреждений, а также вызвавших или вызывающих их причин.

1.1.2 Проектная документация позволяет установить объемно-планировочные и конструктивные особенности объекта, расчетные схемы, нагрузки и воздействия, проектные марки бетона, кирпича и раствора, классы и марки стали арматурных стержней, стальных конструкций и деталей, материалы отделочных, гидротеплоизоляционных и противокоррозионных покрытий и др.

1.1.3 Исполнительная документация включает в себя заводские сертификаты и паспорта на поставленные конструкции, документы о согласовании отступлений от проекта, допущенных при изготовлении и монтаже, акты приемки скрытых работ, документы, удостоверяющие качество материалов (сталей, стальных канатов, метизов, электродов, электродной проволоки и др.), примененных при монтаже и вошедших в состав конструкций, данные о результатах геодезических измерений при проверке разбивочных осей и установке конструкций, журналы производства работ и авторского надзора, документы о контроле качества сварных соединений, документацию, предусмотренную для предварительно-напряженных конструкций. Исполнительная документация позволяет получить информацию о соответст-

вии (несоответствии) использованных при строительстве объекта ЖБК проектным данным, о смещениях и отклонениях конструкций от разбивочных осей, о качестве строительных и монтажных работ.

1.1.4 Эксплуатационная документация включает журналы по эксплуатации зданий (сооружений), предписания, акты расследования аварий, технические отчеты или заключения о состоянии объекта диагностирования и о результатах геодезических измерений и позволяет получить информацию о выявленных в процессе эксплуатации дефектах, повреждениях, отказах в работе и разрушениях конструкций, о перемещениях и осадке несущих конструкций, о проведенных ремонтах, усилениях и заменах.

1.1.5 Контролепригодность несущих и ограждающих конструкций определяют исполнитель и заказчик в процессе совместного ознакомления с объектом мониторинга ЖБК. Результаты такого ознакомления фиксируются в соответствующем акте, в котором, при необходимости, определяются технические средства обеспечения непосредственного доступа к намеченным для осмотра, проверок и контроля конструкциям или их отдельным участкам.

1.1.6 Техническая программа мониторинга ЖБК разрабатывается исполнителем на основании информации, полученной при ознакомлении с техническим заданием заказчика, а также при изучении проектной, исполнительной по строительству и эксплуатационной документации и при ознакомлении с объектом мониторинга ЖБК. После чего техническая программа утверждается заказчиком.

В технической программе мониторинга ЖБК устанавливаются номенклатура и количество зданий (сооружений) и (или) их составных частей (очередей строительства, отделений, секций, конструкций, участков, изделий), техническое состояние которых подлежит определению, устанавливаются количество и место расположения конструкций, изделий, участков и их сечений, намеченных для поиска дефектов, методы и объемы предстоящих проверок и контроля. В программе указываются средства мониторинга и технические средства обеспечения непосредственного доступа к конструкциям, принятые заказчиком к производству (к исполнению).

1.2 Объём контроля при экспертизе ЖБК

1.2.1 Контроль ЖБК и их элементов с применением технологии мониторинга может быть выборочным и сплошным.

При выборочном контроле объект мониторинга оценивают по результатам обследования отдельных конструкций, составляющих выборку. Объём выборки принимают не менее 10% от количества однотипных конструкций в объекте мониторинга, но не менее трёх конструкций (если этих конструкций больше трех).

При сплошном контроле объект мониторинга оценивают по результатам обследования всех составляющих его конструкций. Сплошной контроль следует проводить:

- при количестве конструкций равном или менее трёх;
- при высоком уровне дефектности конструкций;
- при повышенных требованиях к надёжности ЖБК.

1.2.2 Уровень дефектности определяют отношением числа дефектных конструкций, выявленных при поиске дефектов, к числу проверенных конструкций в процентах. Уровень дефектности считается высоким при значении этого отношения более 20%.

1.3 Определение категорий опасности для ЖБК

1.3.1 Для единообразного представления и соразмерности результатов различных видов контроля ЖБК используется понятие категорий опасности (***КО***).

Основной причиной, вызывающей необходимость проведения мониторинга и определения ***КО*** для ЖБК, является их старение, происходящее в связи с воздействием на них в процессе эксплуатации ряда факторов:

- естественное старение материалов,
- силовые воздействия от нагрузок,

- техногенные воздействия производственной среды, создаваемой работой оборудования и систем ТЭС в процессе эксплуатации,
- атмосферные воздействия,
- геологические и гидрогеологические воздействия,
- человеческий фактор, связанный с неправильной эксплуатацией, перестройками и реконструкцией.

Категории опасности от первой до седьмой определяются общим состоянием ЖБК, включая наличие перемещений, деформаций, микро- и макротрещин, а также прочностью бетона, наличием коррозии бетона и арматуры. Классификация состояния ЖБК по ***КО*** представлена в табл.1 и 2.

1.3.2 По результатам мониторинга определяются ***КО*** состояния ЖБК и проверяется их способность выполнять свои функции и разрабатываются рекомендации по восстановлению их живучести.

1.3.3 Конструкция считается работоспособной, если категория опасности ***КО*** ≤ 3.

1.3.4. Все результаты мониторинга ЖБК заносятся в информационную систему электронной паспортизации зданий и сооружений.

1.3.5 Для продления эксплуатации ответственных ЖБК на ТЭС организуется комиссия по их техническому освидетельствованию.

Таблица 1

Категории опасности (***КО***) для железобетонных конструкций (ЖБК) стареющих ТЭС

КО	Характеристика ***КО*** для ЖБК	Ситуация	Краткая рекомендация	Доля исчерпания ресурса, %
1	2	3	4	5
1	Состояние образцовое: несущая способность обеспечена, конструкция устойчива, точно соблюдены все размеры и допуски, дефектов и повреждений нет, коррозия металла и бетона отсутствует, трещин всех видов не наблюдается, за исключением поверхностных усадочных трещин глубиной не более толщины защитного слоя бетона. Прочность бетона соответствует проекту или выше проектной.	Безопасная. Исправность обеспечена.	Нормальное техническое обслуживание (НТО).	0-15
2	Состояние хорошее: несущая способность обеспечена, конструкция устойчива, геометрические размеры неизменны, дефектов нет, отклонений от проектных размеров более допускаемых нет, прогиб не превышает допустимых значений. Выявлен хотя бы один из следующих дефектов: - снижение прочности бетона ниже проектной не более, чем на 10%; - микротрещины в растянутой зоне с раскрытием до 0,1мм; - следы коррозии бетона или арматуры, проступающие через защитный слой бетона.	Незначительное ухудшение безопасной ситуации. Исправность обеспечена	НТО, видеоконтроль	15-30
3	Состояние удовлетворительное: несущая способность обеспечена, конструкция устойчива, геометрические размеры неизменны, дефектов нет, отклонений от проектных размеров более допускаемых нет, максимальный прогиб не превышает допустимых значений. Выявлен хотя бы один из следующих дефектов: - трещины в растянутых зонах элементов ЖБК с раскрытием до 0,3мм; - отслоения защитного слоя бетона, вызванные распиранием бетона продуктами коррозии арматуры; - снижение прочности бетона ниже проектной не более, чем на 20%; -коррозионные повреждения арматуры или бетона отдельными местами не более 10% по площади и глубине.	Слабоопасная ситуация. Работоспособность обеспечена.	Текущий ремонт отдельных ЖБК по восстановлению долговечности.	30-45

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
4	Состояние неудовлетворительное. Конструкция устойчива. Выявлен хотя бы один из следующих дефектов: - недостаточное опирание на нижележащие конструкции; - замеренные прогибы превышают предельно допустимые не более, чем на 10%; - нормальные к продольной оси несквозные трещины в растянутой зоне с раскрытием по ширине 0,3-0,5мм, развивающиеся во времени, которые служат признаком перегрузки конструкции или недостаточной несущей способностью по изгибаемому моменту; - снижение прочности бетона ниже проектной более, чем на 20%; - коррозионные повреждения арматуры или бетона более 10% по площади или глубине.	Опасная ситуация. Состояние неработоспособное.	Поверочный расчёт на несущую способность. Меры по ограничению нагрузок. Выборочный капитальный ремонт элементов данного типа.	45-65
5	Состояние неудовлетворительное. Конструкция устойчива. Выявлен хотя бы один из следующих дефектов: - замеренные прогибы превышают предельно допустимые более чем на 10%; - нормальные к продольной оси сквозные трещины на несущих рёбрах с раскрытием по ширине 0,5-1,0мм, развивающиеся во времени, что может свидетельствовать об образовании пластических деформаций; - образование отслоений и отколов бетона в сжатых зонах изгибаемых элементов; - коррозионные повреждения арматуры или бетона более 10% по площади или глубине.	Весьма опасная ситуация. Состояние неработоспособное.	Поверочный расчёт на несущую способность. Меры по ограничению нагрузок. Сплошной капитальный ремонт элементов данного типа.	65-85
6	Предельное состояние. Конструкция устойчива. Выявлен хотя бы один из следующих дефектов: - конструкция потеряла устойчивость в какой-либо плоскости; - произошёл сдвиг одного (или пары) из опорных узлов; - нормальные к продольной оси сквозные трещины на несущих частях конструкции с раскрытием по ширине более 1,0мм, развивающиеся во времени, что является признаком предельного состояния.	Критическая ситуация.	Срочное усиление элементов данного типа. Замена наиболее поврежденных.	85-95
7	Конструкция неустойчива. Выявлено следующее: - конструкция полностью потеряла несущую способность с передачей её на соседние элементы; - произошёл сход одной из опор.	Отказ	Срочная замена элементов данного типа	95-100

Таблица 2

Краткие характеристики повреждений и дефектов, учёта их весомости для определения категории опасности несущих сборных железобетонных конструкций (ЖБК) и металлоконструкций (МК) на основе метода экспертных оценок

Наименование групп основных факторов, воздействующих на ЖБК и вызванные ими дефекты и повреждения	Количество баллов		
	неответственные повреждения и дефекты	ответственные повреждения и дефекты	критические повреждения и дефекты
1 Дефекты из-за неправильного изготовления, транспортировки, монтажа:			
1.1 Усадочные трещины, сколы, выбоины бетона без разрыва рабочей арматуры;	1		
1.2 То же, с разрывом рабочей арматуры		2	
1.3 Недостаточность опирания на нижележащие конструкции после монтажа		2	
1.4 Относительное ослабление монтажных соединений в узлах ЖБК и (уменьшение сечений или количества деталей)		2	
2 Силовые воздействия:			
2.1 Несквозные одиночные трещины в растянутой зоне изгибаемых ЖБК с раскрытием до 0,1мм	1		
2.2 То же, 0,3-1,0мм		2	
2.3 То же, более 1,0мм;			3
2.4 Несквозные множественные трещины в растянутой зоне изгибаемых ЖБК с раскрытием до 0,2мм при расстоянии между трещинами до 100мм;	1		
2.5 То же, с раскрытием от 0,2 до 0,5мм при расстоянии до 200мм;		2	
2.6 То же, с раскрытием от 0,5 до 0,6мм при расстоянии до 250мм;			3
2.7 Сквозные трещины в несущих элементах ЖБК;			4
2.8 Трещины в закладных деталях ЖБК всех видов и размеров;		2	
2.9 Относительный вертикальный прогиб более допустимого на 25%;	1		
2.10 То же, от 25 до 50%;		2	
2.11 То же, более 50%;			3
2.12 Сход опорной закладной с нижележащей конструкции			4
3 Природные и техногенные воздействия:			
3.1 Относительная площадь конструкции, подвергнутой коррозии до 10%	1		
3.2 То же, более 10%		2	
3.3 Относительное ослабление в сечения арматурных стержней или стальных элементов закладных результате коррозии деталях менее, чем на 5%	1	2	
3.4 То же, от 5 до 10%			3
3.5 Тоже, более 10%			
3.6 Отдельные повреждения с уменьшением поперечного сечения элемента конструкции до 5%	1	2	
3.7 То же, от 5 до 10%			3
3.8Тоже, свыше 10%	1		
3.9 Снижение прочности бетона в ЖБК от проектной до 10%		2	
3.10 То же, от10 до 20%			3
3.11 То же, более 20%		2	
3.12 Снижение прочности стали в ЖБК по пределу текучести до 5%			3
3.13 То же, от 5 до 10%			
4 Значение *КО* в зависимости от суммарного количества баллов (*N*)	если: $0 \le N \le 3$, то $KO = 1$; $3 < N \le 5$, то $KO = 2$; $5 < N \le 8$, то $KO = 3$.	если: $2 \le N \le 4$, то $KO = 4$; $4 < N \le 8$, то $KO = 5$; $N > 8$, то $KO = 6$	если: $3 \le N \le 7$, то $KO = 5$; $7 < N \le 9$, то $KO = 6$; $N > 9$, то $KO = 7$.

IV ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ЖИВУЧЕСТИ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Приложение 11 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Энергооборудование, здания и сооружения ТЭС. Технология неразрушающего контроля. Метод ДАО**	РД 153-34.0-20.605-2002-11ао

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на элементы оборудования, зданий и сооружений ТЭС и определяет способы (технологию) неразрушающего контроля методом аммиачного отклика детали, общие требования к дефектоскопическим и вспомогательным материалам, технологической последовательности операций, оформлению результатов контроля.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Технология неразрушающего контроля методом аммиачного отклика детали (ДАО-технология) предназначена для выявления микро- и макронесплошностей в материалах конструкций, при условии, что эти несплошности выходят на поверхность.

1.2 ДАО-технология основана на введении аммиака в дефекты, выходящие на контролируемую поверхность деталей оборудования, и последующей регистрации его при выходе из дефектов.

1.3 Аммиак вводят в дефекты либо путем нанесения на контролируемую поверхность его водноспиртового раствора (капиллярная пропитка), либо путем создания над контролируемой поверхностью аммиачно-газовой среды (адсорбция из газовой фазы).

1.4 Для обнаружения выделяющегося аммиака используется выпускаемая ОТС «Живучесть ТЭС» специальная индикаторная бумага, изменяющая цвет при контакте с аммиаком. Аммиак диффундирует в бумагу и оставляет на ней увеличенное изображение дефекта, или ДАО-портрет.

Физические основы и характеристики ДАО-технологии приведены в справочном Дополнении А.

1.5 ДАО-технология применяется при температуре контролируемой поверхности оборудования и конструкций 1÷40°С.

1.6 Организацию и проведение работ, предусмотренных данной технологией, осуществляют лаборатории металлов ТЭС, лаборатории измерения дефектности оборудования (ЛИДО), службы металлов энергосистем.

2 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРЕЧЕНЬ КОНТРОЛИРУЕМЫХ ДЕТАЛЕЙ И ЭЛЕМЕНТОВ

2.1 ДАО-технология предназначена для применения в энергетике в тех же пределах, что и нормативные методы вихретоковой, цветной и магнитопорошковой дефектоскопии.

2.2 ДАО-технология не имеет ограничений, связанных с размерами или формой контролируемого объекта и может применяться для всех материалов, дефектами которых является несплошность: перлитные, аустенитные и иные стали, металлы и сплавы в целом, керамика, композиционные материалы, упрочняющие и защитные покрытия и т.д.

2.3 ДАО-технологию применяют при контроле следующих деталей и элементов оборудования, зданий и сооружений ТЭС:

- Детали турбины – цельнокованые роторы (в труднодоступных зонах, таких как тепловые канавки, придисковые галтели, поверхность центральной полости), насадные диски и шестерни, диафрагмы и лопатки, литые корпуса и шпильки;
- котлоагрегаты: барабаны, коллекторы, паропроводы в пределах котла, поверхности нагрева;

- паропроводы: паропроводы свежего пара, ГПП, пароводяная арматура;
- сосуды: деаэраторы, ресиверы, подогреватели ВД и НД;
- электрооборудование: роторы генератора и возбудителя, бандажные кольца генератора, валы электродвигателей, изоляторы;
- элементы металлических и железобетонных конструкций зданий и сооружений.

2.4 ДАО-технологию применяют для контроля труднодоступных зон конструктивных концентраторов: например, лопаточные пазы дисков, разгрузочные отверстия дисков, шпоночные пазы, поверхности резьбовых соединений и др.

2.5 ДАО-технологию применяют для контроля сварных соединений (в том числе тройниковых), околошовных зон, зон аустенитных заварок.

2.6 ДАО-технологию применяют для контроля узлов и элементов, конструкция которых не позволяет выявлять поверхностные дефекты другими методами неразрушающего контроля.

3 ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

3.1 Водный или водно-спиртовой раствор аммиака. Требования к концентрации компонентов в растворе и способ его приготовления указывают в технической документации, определяющей технологию контроля (далее по тексту «техническая документация»).

3.2 Индикаторная бумага. Чувствительность индикаторной бумаги указывают в технической документации на контроль.

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

4.1 При контроле по ДАО-технологии применяют вспомогательные средства для нанесения раствора аммиака на контролируемую поверхность, для заполнения дефектов аммиаком из газовой фазы, средства для прижима индикаторной бумаги к контролируемой поверхности.

4.2 Описание ДАО-технологии приведено в справочном Дополнении А.

4.3 Сведения о вспомогательных средствах и применяемой аппаратуре указывают в технической документации.

5 ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ОПЕРАЦИИ

5.1 Основными этапами контроля по ДАО-технологии являются:

- подготовка объекта к контролю;
- заполнение дефектов средой, содержащей аммиак;
- регистрация дефектов и расшифровка результатов контроля.

5.2 Подготовка объекта к контролю заключается в очистке контролируемой поверхности:

- твердые загрязнения, окалину и покрытия удаляют абразивным инструментом;
- лаки, краски, масла, дефектоскопические материалы после проведения цветной дефектоскопиии др. растворимые загрязнения удаляют путем промывки соответствующим растворителем.

5.3 Среду, содержащую аммиак, к объекту подают:

- при капиллярном способе заполнения дефектов - смачиванием (кистью, тампоном, струей и т.п.);
- при адсорбционном способе заполнения - созданием над поверхностью замкнутого объема и заполнением его воздушно-аммиачной средой или парами аммиачного раствора.

5.4 Требования к выбору способа ввода аммиака в дефекты и его осуществлению устанавливают в технической документации.

5.5 При регистрации дефектов на размеченную контролируемую поверхность (участки поверхности) объекта накладывают индикаторную бумагу и фиксируют ее так, чтобы обеспечить плотное прилегание к контролируемой поверхности.

5.6 Размеры индикаторной бумаги, способ ее разметки, условия прижима, а также время регистрации указывают в технической документации.

5.7 После проведения контроля индикаторную бумагу снимают и расшифровывают результаты. Тип и местоположение дефектов устанавливают по их ДАО-портретам на индикаторной бумаге.

6 ОЦЕНКА ГЛУБИНЫ И ШИРИНЫ РАСКРЫТИЯ ОБНАРУЖЕННЫХ ТРЕЩИН

6.1 Методика оценки глубины и ширины раскрытия трещин разработана для капиллярно-диффузионного метода и основана на временной зависимости процесса выхода раствора аммиака из дефекта.

6.2 Методика предусматривает заполнение реальных и эталонных дефектов раствором аммиака в одинаковых условиях и получение их ДАО-портретов сначала после выдержки в течение 1-5 мин, а затем при различных временах экспозиции τ_i, равных 10-60 с.

6.3 Ширина раскрытия обнаруженного дефекта (трещины) $в_т$ определяется по формуле:

$$в_т = в_э \frac{\tau_э}{\tau_т} \frac{\delta_т^2}{\delta_э^2}$$

где $в_э$ - ширина трещины в эталоне;

$\tau_э$ - время экспозиции эталона;

$\tau_т$ - время экспозиции реальной трещины;

$\delta_э$ - ширина эталонной трещины на ДАО-портрете;

$\delta_т$ - ширина реальной трещины на ДАО-портрете.

6.4 Глубина дефекта (трещины) определяется в зависимости от коэффициента спада (уменьшения скорости) потока молекул аммиака C_l, выходящего из дефекта.

Коэффициент C_l определяется по формуле:

$$C_l = \frac{\tau_1}{\tau_l} \frac{\delta_l^2}{\delta_1^2},$$

где δ_1 и δ_l - ширина ДАО-портретов эталонной или реальной трещины, полученная при временах экспозиции τ_1 и τ_l соответственно.

Если глубина реальной трещины совпадает с глубиной выбранного для сравнения эталона, то $C_{тт} = C_{эт}$; если глубина трещины больше глубины эталона, то $C_{тт} > C_{эт}$; если глубина трещины меньше глубины эталона, то $C_{тт} < C_{эт}$.

6.5 Для оценки глубины трещины используются также градуировочные графики, где время, при котором происходит ослабление потока на порядок представлено в виде функции глубины трещины.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ

7.1 Документирование ДАО-портретов осуществляют многими способами: фото- или видеосъемка с последующей компьютерной обработкой негатива или видеокадра, ксерокопирование, введение через сканер в компьютер, копирование на кальку, обрисовывание шариковой ручкой и т.п.

7.2 Форму и объем записи результатов контроля по ДАО-технологии, а также способ документирования ДАО-портретов указывают в технической документации на контроль.

8 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

8.1 При проведении контроля выполнять общие требования техники безопасности для работников КТЦ ТЭС.

8.2 Работа с водными растворами аммиака должна производиться в защитных очках и резиновых перчатках.

Переливание и разбавление растворов аммиака следует проводить в вытяжном шкафу или на открытом воздухе.

8.3 При использовании ДАО-технологии в лабораторных помещениях запрещается проводить контроль при выключенной или неисправной приточно-вытяжной вентиляции.

8.4 При реализации технологии необходимо следить за уровнем содержания аммиака в зоне контроля, для чего можно использовать полоски индикаторных бумаг ИБА. При содержании аммиака в воздухе около 20 мг/м^3 (ПДК, норма 1970 г) полное изменение окраски индикаторных бумаг происходит за несколько секунд. В таком случае работу следует немедленно прекратить и проветрить помещение.

8.5 Содержание аммиака в зоне контроля для нормальной работы должно быть ниже уровня ПДК как минимум в 20..50 раз.

8.6 Объемное содержание аммиака в воздушных смесях, используемых для насыщения дефектов (определяется концентрацией аммиака в водном растворе, заливаемом в барбатер), не должно превышать 15%. При таких условиях возможность воспламенения аммиачной газовой смеси (температура воспламенения - не менее 680°С) полностью исключается.

ОПИСАНИЕ ДАО-ТЕХНОЛОГИИ

1 ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И СУЩНОСТЬ

ДАО-технология заключается в получении «аммиачного отклика детали».

В основу ДАО-технологии положено использование проникающих веществ, в которых активным компонентом является аммиак. Среда, содержащая аммиак, вводится в дефекты, после чего аммиак начинает выходить из дефектов в окружающую среду, и каждый дефект становится источником газообразного аммиака. Для регистрации дефектов используется специальная индикаторная бумага [2.41], изменяющая цвет при попадании на нее аммиака. Приложив такую бумагу к поверхности предварительно обработанной аммиаком детали, можно получить ее «аммиачный отклик»: на поверхности бумаги за счет изменения ее цвета строго напротив дефектов возникают их «портреты» (далее - ДАО-портреты). Благодаря способности аммиака быстро распространяться по бумаге, размеры ДАО-портретов намного превышают размеры соответствующих дефектов, что позволяет методами ДАО-технологии регистрировать дефекты с размерами от долей микрона и более.

2 МЕТОДЫ

Методы ДАО-технологии различаются способом ввода среды, содержащей аммиак, в дефекты.

Капиллярно-диффузионный метод (***КДМ***). При этом методе проникающим веществом служит жидкость - водный или водноспиртовой раствор аммиака. Раствор аммиака наносится на контролируемую поверхность и затягивается в выходящие на эту поверхность дефекты капиллярными силами. Наносить раствор на поверхность можно любым способом: с помощью кисти, тампона, струи, погружением и т.д. С поверхности остатки раствора испаряются за несколько минут, а из дефектов раствор аммиака испаряется в течение более продолжительного времени, которое зависит от глубины дефектов. В случае необходимости, испарение раствора с поверхности можно ускорить обдувом воздухом или промакиванием салфеткой.

При испарении аммиачного раствора из дефектов пары выходят наружу за счет диффузии в воздухе и образуют диффузионные потоки (далее - потоки). Процесс испарения раствора из дефектов можно разделить на две стадии. Первая (начальная) стадия характеризуется постоянством величины потока аммиака из всех заполненных дефектов и продолжается, в зависимости от глубины дефектов, примерно 1-5 минут. Затем начинается вторая стадия, когда поток аммиака из дефектов начинает постепенно спадать, причем крутизна спада (скорость уменьшения потока) зависит от глубины дефекта.

После того, как на контролируемой поверхности высохнут мокрые пятна и начнется испарение из дефектов, к ней на 10-30 секунд прикладывают индикаторную бумагу для получения ДАО-портретов дефектов. При этом интенсивность цвета каждого портрета зависит от величины потока, выходящего из соответствующего дефекта. Это дает возможность, с учетом сказанного выше, оценивать размеры дефектов.

Концентрацию аммиака и содержание спирта в растворе можно варьировать в широких пределах, в зависимости от условий контроля и требуемой чувствительности. При контроле оборудования ТЭС по ДАО-технологии оптимальную концентрацию аммиака в растворе рекомендуется выбирать в пределах от 5% до 15%, оптимальное содержание спирта составляет 25%. В типичных случаях раствор аммиака готовят, смешивая одну объемную часть продажного водного раствора аммиака с одной объемной частью водно-спиртовой смеси (с соотношением объемов воды и спирта 1:1).

Газоадсорбционный индикаторный метод (***ГАИМ***). При этом методе проникающим веществом служит газовая среда: газообразный аммиак, воздушно-аммиачная смесь или смесь воздуха с парами аммиачной воды. Аммиак проникает в выходящие на поверхность дефекты из газовой фазы за счет диффузии и адсорбируется на поверхности материала. Если

газовая среда содержит пары воды, в микродефектах происходит их капиллярная конденсация с одновременным растворением аммиака.

Для обеспечения диффузии аммиака внутрь дефектов необходимо каким-либо способом создать аммиачную атмосферу вблизи контролируемой поверхности. В ДАО-технологии используются следующие способы.

- Демонтированные детали небольших размеров помещают, например, в пластиковый (полиэтиленовый) пакет, вставляют в него гибкую трубку, обжимают вокруг нее края пакета и закрепляют их при помощи кольцевой резинки. Эту трубку присоединяют к источнику газовой среды, содержащей аммиак (газогенератору), наполняют пакет до легкого вздутия, выдерживают его в таком состоянии 5-15 минут, после чего аммиачную среду стравливают в атмосферу или в специальный баллон с поглотителем.
- На деталях оборудования больших размеров создают замкнутые объемы над отдельными контролируемыми участками, например, с помощью чехлов или накидок из газонепроницаемой пленки, края которой закрепляют на поверхности детали (клейкой лентой, резиновым жгутом, специальными прижимными приспособлениями). Для создания замкнутого объема над контролируемой поверхностью можно использовать также специальные приспособления в виде колпаков, разъемных камер и т.п. Для подачи в замкнутый объем смеси паров воды и аммиака используют, например, простое устройство, которое содержит емкость для раствора аммиака и пневматический нагнетатель, соединенные трубками. После насыщения дефектов аммиаком описанным способом контролируемую деталь выдерживают на воздухе в течение времени, достаточного для десорбции и улетучивания аммиака с поверхности. Это время обычно не превышает 5 минут, но при наличии пористых отложений оно может быть в 2-3 раза больше.

3 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Чувствительность ДАО-технологии характеризуется минимальными размерами (длиной, шириной, глубиной) выявляемого дефекта и устанавливается при помощи стандартных образцов. Чувствительность ДАО-технологии соответствует I классу чувствительности методов цветной дефектоскопии (ЦД).

Для достижения указанной чувствительности ДАО-технологии достаточно обработки поверхности абразивным инструментом до чистоты R_z40.

Пористые отложения на контролируемой поверхности могут снизить чувствительность ДАО-технологии до уровня 2-3 класса чувствительности ЦД. При наличии пористых отложений на поверхности будут надежно регистрироваться те дефекты, глубина которых не менее, чем в 2-3 раза превышает толщину пористых отложений. ДАО-портреты пористых отложений отличаются от ДАО-портретов трещиноподобных дефектов, так что контроль по ДАО-технологии в большинстве случаев не требует тщательной очистки деталей от твердых пористых загрязнений.

Достоверность контроля по ДАО-технологии характеризуется соответствием ДАО-портрета типу реального повреждения и воспроизведением его существенных признаков. Достоверность контроля по ДАО-технологии устанавливается проверкой результатов с помощью физически иных средств (вихретокового метода, МПД, ЦД) и аттестованных для них стандартных образцов. ДАО-портреты стандартных образцов полностью соответствуют паспортным данным и зеркально симметричны реальной картине дефектов на этих образцах.

Воспроизводимость результатов контроля по ДАО-технологии, характеризуемая идентичностью полученных в разных циклах контроля портретов одного и того же дефекта, близка к 100%.

Экспериментальной базой для установления метрологических характеристик ДАО-технологии служит коллекция образцов Межотраслевого Координационного Совета (МКС) «Живучесть ТЭС»:

стандартные образцы (эталоны) для проверки чувствительности различных методов контроля поверхностных несплошностей,

- образцы искусственных дефектов в деталях оборудования ТЭС,
- фрагменты деталей энергетического оборудования с реальными повреждениями.

ДАО-портреты образцов коллекции МКС приведены в Атласе ДАО-портретов повреждений.

4 ПРЕИМУЩЕСТВА

Чувствительность ДАО технологии практически не зависит от природы материалов, их магнитных, электрических или упругих свойств.

Рельеф поверхности и форма детали слабо сказываются на выявляемости дефектов. Возможно получение ДАО-портретов дефектов, расположенных в труднодоступных для визуального осмотра местах.

Применение ДАО-технологии требует качества подготовки контролируемой поверхности не выше, чем для вихретоковой, цветной или магнитопорошковой дефектоскопии.

ДАО-технология позволяет выявлять сквозные дефекты одновременно с поверхностными.

ДАО-портреты дефектов получаются на плоской поверхности индикаторной бумаги, что существенно облегчает определение протяженности трещин или коррозионных зон и их привязку к контролируемой поверхности.

В сомнительных случаях можно тут же повторно получить ДАО-портрет дефекта.

Результаты контроля по ДАО-технологии легко поддаются документированию и компьютерной обработке.

ДАО-технология позволяет оценивать размеры (глубину, раскрытие) дефектов.

ДАО-технология эффективна в качестве средства измерения трещиностойкости поврежденных зон оборудования.

Приложение 12 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Энергооборудование, здания и сооружения ТЭС. Технология вихретокового контроля повреждаемых поверхностей**	РД 153-34.0-20.605-2002-12ко

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на элементы энергооборудования, зданий и сооружений ТЭС и определяет технологию неразрушающего вихретокового контроля (ВТК), а также устанавливает требования к методам и средствам измерений, подготовке поверхности, проведению измерений и обработке результатов измерений.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Технология вихретокового контроля (ВТК) предназначена для выявления и измерения глубины трещин на поверхности элементов оборудования и металлических элементов зданий и сооружений.

1.2 Технология ВТК применяется для дефектоскопии металлических элементов из углеродистых, перлитных, аустенитных (немагнитных) сталей и титановых сплавов.

1.3 Наиболее эффективно применение технологии ВТК в зоне конструкционных концентраторов, в т.ч. таких труднодоступных, как тепловые канавки, придисковые галтели, пазы дисков под лопатки, центральная полость цельнокованых роторов.

2 МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ГЛУБИНЫ ТРЕЩИН

2.1 При ВТК применяются приборы типа ИГТ (измеритель глубины трещин).

Действие прибора основано на измерении отклика от воздействия вихревых токов, образующихся в контролируемом металле и, в конечном счете, определении глубины нарушения сплошности металла.

Технология и метод дефектоскопии с помощью приборов ИГТ в ряде случаев более эффективны, чем традиционные методы (МПД и прочие).

2.2 Основной особенностью рассматриваемой технологии является ее реализация при наличии грубой, незачищенной поверхности (литейные неровности, пленка, ржавчина и др.) или твердой пленки окислов, окалины, характерной для роторов турбин и гибов паропроводов. Не реагируя на такой фон, ИГТ создает отклик, зависящий от размеров трещины.

2.3 Принцип действия прибора основан на изменении индуктивности катушки датчика в зависимости от сплошности металла. По изменению индуктивности датчика определяется глубина трещины или трещиноподобного дефекта.

2.4 При проведении измерений температура окружающего воздуха, влажность, вибрация, внешние электрические и магнитные поля, напряжение электропитания должны соответствовать значениям, указанным в инструкции по эксплуатации прибора ИГТ.

2.5 Подготовка к измерениям заключается в проверке работоспособности прибора и, при необходимости, его калибровке (в зависимости от конкретных условий контроля).

Контроль можно проводить без зачистки контролируемой поверхности от окалины.

2.6 Прибор ИГТ состоит из датчиков и электронного блока, осуществляющего обработку сигнала от датчиков (рис.1). Для контроля больших по площади поверхностей используются прямой и угловой датчики (I и I^a), для контроля тепловых канавок используется щелевой датчик (II).

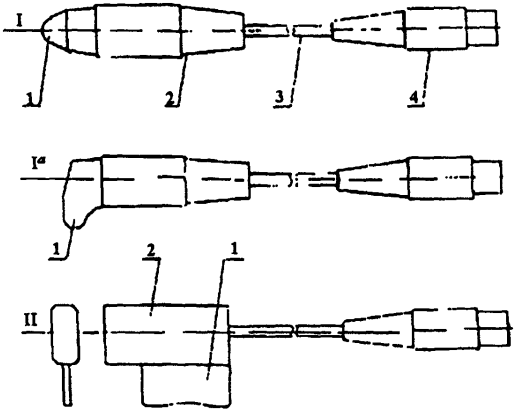


Рис.1. Модификации датчиков прибора ИГТ -4

I, I^a - датчики для контроля трещин на плоской поверхности;
II - щелевой датчик для контроля тепловых канавок;
1 - чувствительный элемент;
2 - корпус датчика;
3 - соединительный кабель;
4- разъем для подключения датчика к прибору.

2.7 При прохождении датчика над трещиной происходит отклонение стрелки прибора. По показаниям прибора и тарировочным таблицам определяется глубина трещины.

2.8 Погрешность прибора не превышает ± 10% при измерении трещин глубиной от 0.2 до 1 мм, и ± 20% при глубине трещин от 1 до 12 мм. Прибором выявляются трещины, раскрытие которых ≥ 1 мкм.

2.9 Результаты измерения представляются в виде:

$$h_{ср} \pm \Delta h,$$

где $h_{ср}$ – среднее значение из четырех результатов измерений глубины трещины, мм;

Δh – погрешность измерений, мм.

Приложение 13 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Энергооборудование, здания и сооружения ТЭС. Технология получения видеоизображений повреждаемых поверхностей**	РД 153-34.0-20.605-2002-13вк

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на элементы энергооборудования, зданий и сооружений ТЭС и определяет технологию видеоконтроля повреждаемой поверхности элементов. Указанная технология может применяться в дополнение к ДАО- и вихретоковому контролю.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Технология устанавливает порядок выполнения видеоконтроля и документирования состояния поверхности повреждаемых элементов энергооборудования, зданий и сооружений с помощью телевизионного смотрового прибора СПТ-2, разработанного ОС «Живучесть ТЭС», а также цифрового фотоаппарата.

1.2 Настоящая технология предназначена для определения меры поврежденности (категории опасности) контролируемых элементов энергооборудования, зданий и сооружений. Особенности использования видеотехнологии характеризуются далее на примере одного из наиболее сложных технологических процессов контроля дефектности центральной полости ротора (ЦПР). Технология видеоконтроля является составной частью комплексной технологии контроля роторов турбин со стороны центральной полости (ЦПР), разработанной в ОС «Живучесть ТЭС». Технология видеоконтроля используется как самостоятельный вид контроля, а также для уточнения природы дефектов, выявленных при проведении контроля ЦПР методом аммиачного отклика (ДАО) и поверхностных дефектов, обнаруженных при ультразвуковом и вихретоковом контроле.

1.3 Определение дефектов на поверхности металла проводится путем наблюдения их портретов на экране видеомонитора с увеличением не менее ×5, детального изучения внешнего вида дефектной зоны при увеличении не менее ×25 и оценки глубины выявленного трещиноподобного дефекта с помощью встроенного вихретокового датчика, находящегося в поле зрения цветной видеокамеры. Для облегчения расшифровки портретов наблюдаемых дефектов технология предусматривает возможность изменение направления освещения контролируемой зоны.

1.4 Технология обеспечивает просмотр 100% поверхности ЦПР и документирование результатов контроля путем записи видеопортретов внутренней поверхности и сопутствующей информации о координатах просматриваемого участка и характере наблюдаемых на ней дефектов на видеопленку.

2 СВЕДЕНИЯ О ДЕФЕКТАХ МЕТАЛЛА, ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ПОЛОСТИ РОТОРОВ ТУРБИН

2.1 Металл в центральной полости роторов высокого и среднего давления находится под действием термоциклических нагрузок в коррозионно - активной среде при высоких температурах.

В результате длительной эксплуатации поверхность металла покрывается слоем продуктов коррозии, под которым могут развиваться коррозионные язвы и трещиноподобные дефекты. Случаи разрушения роторов турбин в отечественной энергетике пока редки, одна-

ко, как показывают проведенные в ВТИ расчеты, трещины, возникшие у поверхности ЦПР могут привести к хрупкому разрушению ротора при очередном пуске.

2.2 Согласно действующим инструкциям по восстановлению живучести роторов окисные пленки, продукты коррозии и коррозионные язвы, протяженностью более 5 мм, и все трещиноподобные дефекты должны быть удалены методом зачистки абразивным инструментом до «живого» металла.

2.3 Недопустимо наличие цепочек язв и любых трещиноподобных макродефектов.

2.4 Недопустимо наличие внутри ротора выборок и коррозионных повреждений с «острыми» кромками, являющимися чрезмерно опасными концентраторами напряжений.

2.5 До настоящего времени нет надежных данных о развитии дефектов металла в ЦПР роторов в ходе эксплуатации. Для накопления данных рекомендуется документировать состояние поверхности ЦПР до и после эксплуатации, используя технологию видеоконтроля, что позволит уточнить нормы дефектности для роторов, выработавших парковый ресурс.

3 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ПРИБОРА СПТ-2 И РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЙ ДЕФЕКТОВ

3.1 Выявление дефектов по их портретам обеспечивается наличием в составе СПТ-2 цветной видеокамеры с углом обзора 60°. Расстояние между видеокамерой и поверхностью контролируемого металла (45 ÷ 55 мм) выбирается таким, чтобы одновременно просматривался участок поверхности 45×30 ÷ 60×40 мм. Телекамера и источники подсветки смонтированы на платформе, поворачивающейся на заданный угол вокруг оси вращения, совпадающей с осью ротора. При просмотре поверхности этой камерой могут быть выявлены дефекты с минимальным размером более 0,2 мм. Для детального просмотра дефектов, а также для поиска микротрещин в зонах концентраторов напряжений (язвы, механические повреждения, выборки) следует использовать дополнительную черно-белую камеру, обеспечивающую регистрацию микротрещин и язв с раскрытием более 0,04 мм.

3.2 Дефекты выявляются, как цветовые пятна на светлом фоне очищенного металла. В поле зрения цветной телекамеры находится также сканирующая часть вихретокового датчика, скользящая при проведении контроля по поверхности металла. На датчике имеется цветовая шкала, позволяющая установить истинный цвет наблюдаемой поверхности при контроле закрытых темными отложениями участков поверхности, когда возможны искажения цветопередачи цветной видеокамеры.

Трещиноподобные дефекты выделяются, как темные линии на окружающем фоне.

Коррозионные язвы эквивалентного диаметра более 5 мм представляют собой цветовые пятна с четкой границей. В зависимости от степени зачистки дно коррозионных язв может быть закрыто оксидной пленкой или свободно от нее.

Коррозионные язвы эквивалентного диаметра не более 5 мм выделяются, как темные пятна на более светлом фоне.

Пятна неудаленной *окалины* представляют собой темные пятна с более светлыми границами. На границах часто видна многослойная структура окалины и многочисленные сколы окисного слоя. При переходе с зачищенного металла к участку, закрытому окалиной, уменьшаются показания вихретокового датчика.

3.3 Для выявления конфигурации дефекта имеется возможность выборочного включения или отключения 4-х ламп, расположенных вокруг объектива цветной телекамеры, а также просмотр дефектного участка с помощью черно-белой видеокамеры с увеличением ×25.

Последовательное отключение ламп позволяет обеспечить направленное освещение дефекта. Если дефект выступает из поверхности, то тень от него будет наблюдаться при любом направлении освещения. Если дефект представляет собой впадину,- тень наблюдается только при определенном направлении подсветки.

3.4 Для определения глубины выявленной трещины или язвы используется параметр изменения сигнала вихретокового датчика при перемещении его из зоны неповрежденного

металла на центр трещиноподобного дефекта или край язвы. Глубина повреждения определяется по калибровочным графикам, входящим в состав документации прибора СПТ-2.

3.5 Глубина коррозионных язв ($h_я$) может также оцениваться по протяженности зоны тени от края дефекта, отбрасываемой на дно язвы при односторонней подсветке.

3.6 Изображения, сходные с изображением дефектов, могут давать остатки абразива внутри полости, ниточки ветоши и другие посторонние предметы. В случае сомнений следует подвести к предполагаемому дефекту вихретоковый датчик. Он оставляет четкий след в слое остатков абразива и перемещает посторонние предметы.

3.7 В некоторых случаях за дефекты могут быть приняты отражения от контролируемой поверхности деталей головки. При изменении положения смотровой головки такие «дефекты» не меняют своего положения в поле зрения.

3.8 При работе видеокамер в режиме автоматического выбора экспозиции может быть затруднена идентификация участков сплошь закрытых окисной пленкой, т.к. за счет автоматической подстройки их поверхность кажется серой и может быть принята за зачищенный металл. На конце вихретокового датчика имеется кольцо черного цвета. Сравнение цвета этого кольца и цвета основного поля изображения позволяет однозначно определить зону сплошного окисного слоя.

4 ПРОВЕДЕНИЕ КОНТРОЛЯ И ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

4.1 Контроль проводится бригадой дефектоскопистов в составе 2-х человек. Один из них управляет угловым перемещением головки, переключает видеокамеры, управляет освещением и ведет запись видеоизображений и комментариев на видеопленку. Второй дефектоскопист управляет перемещением контрольного устройства вдоль оси ротора, наращивает по мере необходимости штанги, определяет значение поворота корпуса головки относительно фланца ротора и ведет протокол (формуляр) контроля.

4.2 Подготовка к контролю

4.2.1 Установить оборудование вблизи ротора и проверить его работоспособность согласно Инструкции по эксплуатации прибора СПТ-2, провести его настройку.

4.2.2 Установить набор прокладок под блоки направляющих колес. Толщина набора прокладок (h) выбирается из условия

$h = (R\text{-}39)$ мм, где R - радиус канала центральной полости ротора.

4.2.3 Провести настройку упоров штанг путем вращения упорных ножек в установочных кольцах, а также их заменой на другие типоразмеры из набора упорных ножек. Расстояние Y от опорного кольца до конца ножки устанавливается согласно условию

$$Y = (R + 38)\ \text{мм}.$$

После установки длины зафиксировать ножки контргайкой.

4.2.4 Установить между платой видеокамер и рамкой вставки, высота которых H определяется из условия

$$H = (R - 45)\ \text{мм}.$$

4.2.5 Настроить фокусировку видеокамер, для чего установить видеокамеры таким образом, чтобы металлическая линейка, прижатая к блокам направляющих колес, находилась в поле зрения телекамер. Вращая оправы объективов, добиться четкого изображения рисок линейки.

4.2.6 Установить шаг поворота в устройстве управления таким образом, чтобы смещение изображения при повороте составляло не более 90% его ширины. Рекомендуется устанавливать угол поворота равным 30° для контроля роторов с диаметром полости менее 110 мм и 20° для роторов с диаметром полости более 110-150 мм.

4.2.7 Ввести видео-головку внутрь ротора. Вдвинуть в ротор измерительную линейку. Включить видеомагнитофон и записать изображение измерительной линейки в поле зрения цветной и черно-белой телекамер. Если фокусировка изображений не удовлетворительна, добиться удовлетворительного качества методом последовательных приближений.

4.3 Проведение контроля

4.3.1 Установить устройство в роторе таким образом, чтобы нулевой угол поворота камеры соответствовал направлению камеры на первое отверстие в полумуфте ротора, а край выборки под заглушку находился в центре экрана.

Зафиксировать направление светового индикатора и/или риски на штанге относительно отверстий фланца ротора. Относительно этого направления будет отсчитываться угол поворота корпуса головки.

4.3.2 Изменяя угол на 1 шаг, записать изображения при всех углах от 0° до 360°. Время записи изображения после остановки головки - не менее 5-ти секунд. Через каждые 90° фиксировать величину угла поворота и показания датчика перемещения.

В случае необходимости, провести определение глубины дефекта, используя односторонние подсветки и перейти на детальный просмотр поверхности дополнительной камерой. После завершения контроля по всей окружности переместить головку внутрь ротора на расстояние не более 90% от длины видимого участка.

После того, как датчик перемещения головки войдет внутрь канала ротора и его показания начнут изменяться, следует установить счетчик перемещения в блоке управления на нуль, зафиксировать по разметке штанг глубину погружения головки внутрь ротора и записать данные в протокол контроля.

4.3.3 Запись изображений выполнять по всей длине ротора. Через каждые 200 мм фиксировать изменение направления светового индикатора или продольной риски на штанге и записывать в протокол контроля сдвиг угла поворота корпуса головки (Угол поворота корпуса измеряется в градусах относительно первоначального положения. Смещение по часовой стрелке, если смотреть на ближайший к оператору торец ротора, - отрицательное, против часовой - положительное).

При обнаружении дефектов продиктовать в микрофон их координаты, вид, изменение сигнала вихретокового датчика при прохождении над дефектом. Аналогичные данные заносятся в протокол контроля. В случае необходимости, перейти на черно - белую камеру для выяснения деталей дефектов и/или подобрать оптимальное освещение. Любые изменения режима съемки комментируются для записи на видеопленку и фиксируются в протоколе контроля.

4.3.4 По результатам контроля сделать заключение о необходимости проведения дополнительных работ по зачистке металла в ЦПР.

4.3.5 Окончательный видеоконтроль ЦПР необходимо осуществлять после восстановления живучести ротора путем удаления части поверхностного слоя (0.1 – 0.2 мм).

Приложение 14 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий, сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Технология контроля микроповрежденности металла с помощью мобильного компьютерного микроскопа**	РД 153-34.0-20.605-2002- 14мм

Настоящий руководящий документ (далее РД) распространяется на элементы паропроводов, котлов и турбин ТЭС, эксплуатируемых в условиях ползучести, и определяет технологию контроля микроповрежденности металла этих элементов в эксплуатационных условиях с помощью мобильного компьютерного микроскопа (комплекса, состоящего из портативного оптического микроскопа, совмещенного через видеосканер с переносным компьютером).

РД устанавливает требования к методам и средствам контроля, подготовке контролируемой поверхности, проведению контроля и оформлению его результатов типа Свет-3М.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Технология контроля микроповрежденности металла с помощью мобильного компьютерного микроскопа (далее МКМ-технология) предназначена для определения категории повреждения микроструктуры (КПМ) и соответствующей ей категории опасности (*КО*) элементов энергооборудования.

1.2 Наиболее эффективно применение МКМ-технологии при проведении металлографического анализа шлифов непосредственно на оборудовании. МКМ-технология может быть использована в эксплуатационных условиях при оценке качества шлифов, подготовленных для снятия реплик, а также в лабораторных условиях для исследования образцов и реплик.

1.3 МКМ-технология является неотъемлемой частью микроструктурного мониторинга живучести ответственных элементов энергооборудования, в т.ч. эксплуатируемых в условиях ползучести.

1.4 Организацию и проведение работ, предусмотренных данной технологией, осуществляют лаборатории металлов ТЭС, лаборатории измерения дефектности оборудования (ЛИДО), службы металлов АО-энерго.

2 МЕТОД КОНТРОЛЯ

2.1 Метод контроля основан на визуальном обнаружении микроповрежденности металла, рассматриваемой через специальный малогабаритный оптический микроскоп, позволяющий получить при необходимости увеличение изображения рассматриваемого участка поверхности в 90 – 800 раз.

2.2 Полученное изображение может восприниматься также цифровой видеокамерой, запоминаться и вводиться в компьютер, что позволяет без дополнительных процедур получать портреты контролируемой поверхности.

2.3 Таким же методом контролируется и микроструктура металла. При этом с помощью микроскопа могут визуально рассматриваться либо непосредственно участки поверхности, либо снятые с этих участков реплики.

3 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ КОНТРОЛЯ

Температура контролируемой поверхности °С,	не более 40
Температура окружающего воздуха °С,	от 0 до 40
Относительная влажность окружающего воздуха, %,	от15 до90
Атмосферное давление кПа	от 84 до106
Вибрация: частота, Гц амплитуда, мм	 от 0.5 до 35 до 0.75
Напряженность постоянных магнитных полей и переменных полей сетевой частоты, А/м	не более 400

4 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ

4.1 Мобильный микроскоп типа Свет-3М

4.1.1. Визуальное увеличение микроскопа в зависимости от объектива и окуляра:

	Окуляр ×10	Окуляр ×12,5	Окуляр ×15	Окуляр ×20
Объектив ×9	90^x	$112,5^x$	135^x	180^x
Объектив ×10	100^x	125^x	150^x	200^x
Объектив ×40	400^x	500^x	600^x	800^x

4.1.1. Разрешающая способность – 1мкм

4.1.2. Поле зрения микроскопа при работе с аналоговой видеокамерой (мкм):

Категория объектива	Поле зрения, мкм
Объектив ×9	370×530
Объектив ×40	95×130

4.1.3. Система освещения – по Келлеру, упрощенная.

4.1.4. Осветитель – сменный;
Цвета освещения – белый; красный; желтый; зеленый; синий.

4.1.5. Вертикальное перемещение тубуса – 40 мм.

4.1.6. Фокусировка: грубая – при настройке поля зрения, тонкая - при исследовании особенностей микроструктуры.

4.1.5. Звуковой сигнал – при касании объективом исследуемой поверхности.

4.1.6. Сканирование в продольном и поперечном направлении ± 10 мм.

4.1.7. Питание от аккумулятора или адаптера.

4.1.8. Время автономной работы – не менее 1 часа.

4.1.9. Диаметр трубопровода для установки микроскопа – от 130 мм.

4.1.10. Масса микроскопа – не более 2 кг (без видеокамеры).

4.2 Видеосканеры

- цифровая камера типа 3 COM HOMECONNET[1)]
- аналоговая видеокамера типа SAMSUNG BW-360[1)] с устройством для ввода изображений (с «грабером»).

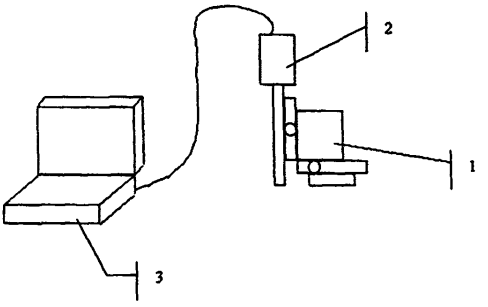
4.3 Переносной персональный компьютер типа NOTEBOOK

5 УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ КОМПЛЕКСА МОБИЛЬНЫЙ МИКРОСКОП – ВИДЕОСКАНЕР – ПЕРСОНАЛЬНЫЙ КОМПЬЮТЕР

5.1 Структурная схема комплекса

Структурная схема комплекса приведена на рис.1. Он состоит из мобильного микроскопа типа Свет-3 – изготовитель ООО «Живучесть-3», видеосканера (серийной видеокамеры) и персонального компьютера типа NOTEBOOK с необходимым программным обеспечением. Устройство и технические характеристики видеокамеры, компьютера и программного обеспечения приводятся в соответствующих руководствах по эксплуатации.

[1)] *Примечание*: могут использоваться видеосканеры других типов с аналогичными характеристиками.



1. мобильный микроскоп типа Свет-3;
2. видеосканер;
3. персонального компьютера типа NOTEBOOK

Рис.1. Структурная схема комплекса для реализации МКМ-технологии

5.2 Конструкция мобильного микроскопа

5.2.1 Конструкция микроскопа показана на рис.2.
Он состоит из следующих частей:

- тубуса;
- объектива;
- окуляра или видеокамеры;
- светильника;
- механизма для фокусировки;
- корпуса;
- узла электрического питания;
- магнитного основания.

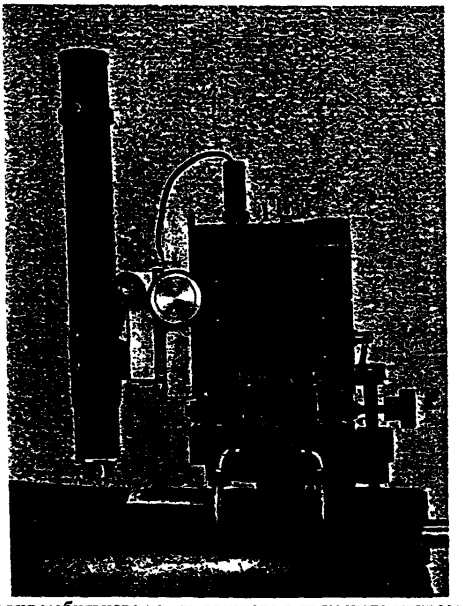


Рис.2. Внешний вид мобильного компьютерного оптического микроскопа «Свет-3М».

5.2.2. Тубус микроскопа, закрепленный на механизме грубой и тонкой фокусировки, предназначен для крепления объектива, окуляра или видеокамеры. Окуляр (или видеокамера) вставляются в тубус микроскопа и фиксируются винтом, объектив крепится на тубусе с

помощью резьбового соединения. На тубусе установлен корпус осветителя. После настройки положения осветителя, он фиксируется с помощью винта. Осветитель выполнен по упрощенной схеме Келлера.

5.2.3. Механизм грубой и тонкой фокусировки закреплен на корпусе микроскопа. Внутри корпуса микроскопа размещены аккумуляторы, схема управления яркостью осветителя и схема сигнализации касания объективом поверхности исследуемого объекта. Ручки управления размещены на корпусе микроскопа.

5.2.4. Корпус микроскопа размещен на основании микроскопа, в состав которого входят: Магнитный держатель, узлы поперечного и продольного сканирования и винты установки микроскопа на контролируемом объекте. На узлах сканирования размещены нониусные шкалы для определения относительной координаты поля зрения микроскопа.

6 ПОДГОТОВКА К ПРОВЕДЕНИЮ КОНТРОЛЯ

6.1 Подготовка к контролю микроповрежденности металла на оборудовании включает следующие процедуры:

6.1.1 Определение зон контроля

Зоны контроля, где должны размещаться шлифы – площадки, выбираются как на основании расчетов так и с учетом мирового опыта, основанного на статистике повреждений и результатах испытаний элементов и образцов. При выборе мест размещения шлифов-площадок могут также использоваться технологии неразрушающего контроля (УЗК, МПД, ВТК, ДАО). Размеры площадок должны быть не менее 30×20 мм.

6.1.2 Подготовка шлифов-площадок

Изготовление шлифов проводится путем последовательных операций шлифования, полирования и травления по технологии, регламентированной ОСТ 34-70-690-96 [3.24].

6.1.3 Подготовка средств контроля, входящих в комплекс, в соответствии с руководством по эксплуатации на каждое средство.

6.1.4 Установка микроскопа на контролируемый участок таким образом, чтобы поле зрения микроскопа находилось в пределах контролируемой площадки.

6.2 Металлографический анализ образцов в лабораторных условиях проводится в следующем порядке:

6.2.1 Изготовление микрошлифов в соответствии с требованиями ОСТ 34-70-690-96 [3.24].

6.2.2 Размещение образцов (в т.ч. реплик) на рабочем столике таким образом, чтобы контролируемый участок поверхности находился в поле зрения микроскопа.

6.2.3 Подготовка средств контроля, входящих в комплекс, в соответствии с руководством по эксплуатации на каждое средство.

7 ПРОВЕДЕНИЕ КОНТРОЛЯ

7.1 Устанавливается тубус микроскопа нормально к исследуемой поверхности.

7.2 Проводится грубая фокусировка микроскопа в соответствии с руководством по эксплуатации.

7.3 Проводится тонкая фокусировка микроскопа. При этом необходимо обеспечить равномерность фокусировки по всему полю зрения, а также убедиться в том, что поверхность освещена равномерно. При необходимости наклон тубуса и равномерность освещения отрегулировать.

7.4 Проводится визуальный металлографический контроль поверхности шлифа. В протоколе отмечаются особенности микроструктуры и микроповрежденности металла.

7.5 Вместо окуляра устанавливается видеокамера, к ней подключается переносной компьютер, проводится запись характерного портрета структуры в память компьютера.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ

По результатам контроля составляется заключение, в котором дается оценка категории повреждения микроструктуры (КМП) и определяется категория опасности (*КО*) элемента энергооборудования по микроструктурному признаку. В заключении также приводятся характерные портреты микроструктуры.

При определении КПМ металла прямых участков и гибов паропроводов используется шкала, регламентированная РД 153-34.0-20.605-2002-06иг (Приложение 6).

Значение КПМ металла элементов роторов турбин определяется по шкале, регламентированной РД 153-34.0-20.605-2002-01ир (Приложение 1).

V ИНФОРМАЦИОННО – СПРАВОЧНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Приложение 15 (справочное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Структура номеров для обозначений нормативно-технических документов**	РД 153-34.0-20.605-2002-15сн

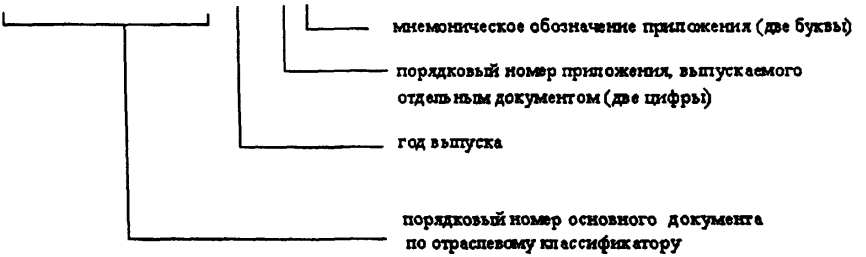
Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на систему нормативных документов ОС «Живучесть стареющих ТЭС» и устанавливает структуру номеров для обозначения нормативно-технических документов.

РД предназначен для разработчиков нормативно-технических документов, включаемых в систему НТД ОС «Живучесть ТЭС».

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Для обозначения нормативно- технических документов, выпускаемых в рамках отраслевой системы «Живучесть стареющих ТЭС» устанавливается следующая структура номеров:

РД·153-34.0-хх.ххх-2001-хххх¶



Примеры:

РД 153-34.0-20.605-2002 – номер основного документа

РД 153-34.0-20.605-2002 – 12вт - номер приложения к основному документу, выпускаемого в виде отдельного документа и содержащего описание вихретокового контроля.

Примечание:

Приложения к основному документу, не выпускаемые отдельным документом, имеют принятые по ГОСТ Р. - 1.5 - 92 [3.23] обозначения, например: Приложение 1.

1.2 Все атрибуты номера (кроме порядкового номера основного документа) присваиваются разработчиком документа в процессе разработки.

Приложение 16 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Общие правила аккредитации энергопредприятий в отраслевой системе «Живучесть стареющих ТЭС» и аттестации специалистов на право проведения работ по контролю, определению и восстановлению живучести**	РД 153-34.0-20.605-2002-16па

Настоящие правила распространяются на Участников ОС «Живучесть стареющих ТЭС» (далее по тексту «Участник ОС Живучесть ТЭС»).

ОС «Живучесть ТЭС» включает интерактивную компьютерную базу знаний, комплекс методических документов на технологии контроля, определения и восстановления живучести, технические средства для проведения соответствующих работ, аттестованных специалистов по руководству и проведению работ и экспертов по определению состояния объектов.

Получение Участником ОС «Живучесть ТЭС» свидетельства об аккредитации на право проведения определенных видов работ (область аккредитации) подтверждает требуемый уровень технической и методической оснащенности и компетенции этого Участника и дает ему право самостоятельно выполнять работы на объекте, включенным в область аккредитации.

1 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ АККРЕДИТАЦИИ

Основными условиями для предприятия получения и сохранения аккредитации в ОС «Живучесть ТЭС» являются:

- соблюдение соискателем настоящих правил, а также выполнение им в рамках установленной области аккредитации работ в соответствии с требованиями нормативного документа РД 153-34.0-20.605-2002;
- своевременное перечисление вступительного взноса и текущих платежей за обучение и аттестацию специалистов, приобретение методических материалов и технических средств, периодический аудит предприятия;
- положительные результаты периодической аудиторской проверки качества выполняемых работ по контролю, определению и восстановлению живучести.

2 ЗАЯВКА НА АККРЕДИТАЦИЮ

Заявка заполняется энергопредприятием на бланке, форма которого приведена в Дополнении А и направляется в Отраслевую службу (ОТС) «Живучесть ТЭС». В заявке заявителем указывается область аккредитации – те виды работ, услуг и технологий, которые заявитель хотел бы внедрить на своем предприятии.

Орган по аккредитации после получения заполненного бланка заявки и оплаты проводит обучение и аттестацию специалистов предприятия, передает ему заказанные методические материалы и технические средства и направляет ему подтверждение (свидетельство) о включении энергопредприятия в реестр Участников ОС «Живучесть ТЭС».

3 ПОРЯДОК ОБУЧЕНИЯ И АТТЕСТАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ

Обязательным условием аккредитации энергопредприятия в ОС «Живучесть ТЭС» является наличие обученных и аттестованных специалистов по заявленной деятельности.

Обучение осуществляет специальное подразделение ОС «Живучесть ТЭС». Программа обучения включает теоретический курс и практические занятия. Обучение может осуществляться по предварительной договоренности как на одном из филиалов или базовых предприятий ОС «Живучесть ТЭС», так и непосредственно на предприятии заявителя.

По завершению обучения слушателям выдается свидетельство о прохождении курса.

Организационно-технические мероприятия по подготовке специалистов приведены в Дополнении Б.

4 РАСШИРЕНИЕ ОБЛАСТИ АККРЕДИТАЦИИ

Участник ОС «Живучесть ТЭС», желающий расширить область аккредитации включением в нее новых объектов и (или) технологий, должен обратиться в ОТС, подав заявку по форме Дополнения В. После получения заявки ОТС проводит процедуры в соответствии с разделами 2, 3 как для новой заявки на аккредитацию и при получении положительных результатов выдает свидетельство о расширении области аккредитации предприятия.

5 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР

ОТС осуществляет технический надзор за проведением работ по контролю, определению, восстановлению живучести в соответствии с нормативным документом РД 153-34.0-20.605-2002.

Для проведения технического надзора ОТС назначает своего представителя, который действует от ее имени. Этому представителю должны быть предоставлены для рассмотрения имеющиеся на предприятии технические средства, методические материалы, заключения, выполненные специалистами предприятия по результатам работ, связанным с контролем металла, определением и восстановлением живучести оборудования регламентированным ОС «Живучесть ТЭС». При необходимости аттестованные специалисты предприятия должны продемонстрировать свою квалификацию непосредственно на объекте.

ОТС информирует обследованное предприятие о результатах проверки. В свою очередь предприятие обязано информировать ОТС об изменениях, которые могут повлиять на качество проведения работ по контролю, определению, восстановлению живучести объекта. На основе полученной информации ОТС принимает решение о возможности проведения данным предприятием работ в соответствии с областью аккредитации. До получения подтверждения от ОТС о сохранение аккредитации предприятия в заявленной области аккредитации предприятие этих работ проводить не должно.

Участник ОС «Живучесть ТЭС» должен вести регистрацию всех изменений своей деятельности в аккредитованной области и своевременно предоставлять эту информацию в ОТС.

6 ВРЕМЕННОЕ ПРИОСТАНОВЛЕНИЕ АККРЕДИТАЦИИ

Аккредитация может быть приостановлена на определенный период в следующих случаях:

- если характер выявленных нарушений при контроле, определении, восстановлении живучести объекта не требует немедленной отмены аккредитации;
- если возникшие отклонения от нормативных документов при проведении работ по контролю определению, восстановлению живучести не удалось устранить с помощью корректирующих воздействий, проводимых предприятием;
- если были другие нарушения правил или процедур, предусмотренных системой.

В период временного приостановления аккредитации, предприятие проводит плановые работы с обязательным участием представителя ОТС.

Перед возобновлением аккредитации отраслевая служба «Живучесть ТЭС» проверяет полноту выполнения сделанных замечаний, и при положительных результатах проверки аккредитация возобновляется. При невыполнении предъявляемых условий ОТС выносит решение об отмене аккредитации.

7 АННУЛИРОВАНИЕ АККРЕДИТАЦИИ

Аккредитация может быть аннулирована в следующих случаях:

- если выявленные несоответствия правилам ОС «Живучесть ТЭС» носят серьезный характер;
- если участник ОС «Живучесть ТЭС» не выполняет финансовые обязательства;
- если участник ОС «Живучесть ТЭС» не предпринял соответствующих мер в период временного приостановления аккредитации;
- если предприятие не желает продлить срок аккредитации.

Участник ОС «Живучесть ТЭС», лишаемый аккредитации, может представить на рассмотрение МКС апелляцию для изменения этого решения.

Аннулированию аккредитации в ОТС предшествует обсуждение возможных последствий для участника ОС «Живучесть ТЭС» этого аннулирования.

8 ФИНАНСИРОВАНИЕ

Финансирование, обеспечивающее аккредитацию предприятия, проводится на договорной основе и определяется ОТС.

9 ЮРИДИЧЕСКАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА КАЧЕСТВО ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ, ОПРЕДЕЛЕНИЮ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЖИВУЧЕСТИ

При возникновении проблем, связанных с юридической ответственностью участников ОС «Живучесть ТЭС» за качество выполненных работ они рассматриваются в установленном законодательством РФ порядке.

10 СПОРЫ

При возникновении споров между участниками ОС «Живучесть ТЭС» в МКС подаются соответствующие апелляции, по которым принимается решение.

Дополнение А к РД 153-34.0-20.605-2002-16па

ЗАЯВКА
на аккредитацию в отраслевой системе «Живучесть стареющих ТЭС_____

_____
(наименование организации-заявителя)

просит аккредитовать ее в отраслевой системе «Живучесть стареющих ТЭС» с правом проведения работ по контролю, определению, восстановлению живучести, в том числе с использованием следующих технологий:

1._____
2._____
3._____
4._____
_____

(в п.п 1-4 и др. указываются технологии по РД 153-34.0-20.605-2002

Адрес_____

Телефон _____ Факс_____E-mail_____

Банковские реквизиты_____

_____

Фамилия, имя, отчество технического руководителя_____

Наименование объектов, на которых предусматривается проводить работы в соответствии с областью аккредитации

Наименование объектов	Срок эксплуатации	Примечание

Заявитель располагает:
- техническими средствами для проведения контроля,
- техническими средствами для восстановления живучести,
- нормативной документацией отраслевой системы «Живучесть стареющих ТЭС», в соответствии с РД 153-34. 0 – 20.605-2002;
- квалифицированными специалистами ____ чел, имеющими стаж работы по контролю металла не менее 2 лет.

Заявитель обязуется:
- соблюдать правила отраслевой системы «Живучесть стареющих ТЭС» в соответствии с РД 153-34. 0-20.605-2002;
- оплатить в соответствии с заключенным договором расходы по аккредитации

Руководитель

Гл. бухгалтер

Дополнение Б к РД 153-34.0-20.605-2002-16па

ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ КОНТРОЛЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЖИВУЧЕСТИ ОБОРУДОВАНИЯ СТАРЕЮЩИХ ТЭС

1 Профессиональная подготовка специалистов по контролю и восстановлению живучести осуществляется в Костромском филиале ВТИ на основании лицензии об образовательной деятельности, выданной_____

2 Профессиональная подготовка специалистов ведется по программам, разработанным ОТС «Живучесть ТЭС» и согласованным с РАО «ЕЭС России».

3 Профессиональная подготовка включает следующие технологии контроля и восстановления живучести:

3.1 Технологии контроля живучести, регламентированные настоящим РД:

а) видеоконтроль,

б) вихретоковый контроль,

в) ультразвуковой контроль,

г) ДАО - контроль,

д) микроструктурный мониторинг.

3.2 Технологии восстановления живучести:

а) путем снятия окалины и поверхностного слоя металла с микроповреждениями,

б) с помощью электроискрового легирования («ЭИЛ – кольчуга»).

4 Подготовка по п.3.1 и 3.2а производится путем проведения инструктажа с показом технологий в действии на стендах. После проведения инструктажа выдается справка о его прохождении.

5 Подготовка по п.3.2.б проводится путем очно-заочного изучения соответствующего курса.

После изучения курса специалист проходит стажировку, в течение 3-х лет реализует технологию, сдает экзамены и, при положительных результатах, выдается удостоверение на срок 5 лет, после которого проводится проверка квалификации и срок действия удостоверения продлевается.

6. За реализацией технологии «ЭИЛ – кольчуга» Костромской филиал ВТИ ведет постоянный авторский надзор.

Дополнение В к РД 153-34.0-20.605-2002-16па

ЗАЯВКА
на расширение области аккредитации № ____ от_____

_____
(наименование организации-заявителя)

просит расширить область аккредитации №____ от_____
и включить в нее следующие объекты, технологии
(нужное подчеркнуть):

1._____
2._____
3._____
4._____
_____

(в п.п. 1-4 и др. указываются технологии по РД 153-34.0-20.605-2002).

Заявитель располагает:
- техническими средствами для проведения контроля,
- техническими средствами для восстановления живучести,
- нормативной документацией отраслевой системы «Живучесть стареющих ТЭС», в соответствии с РД 153-34.0-20.605-2002,
- квалифицированными специалистами ___ чел, имеющими стаж работы по контролю металла не менее 2 лет.

Заявитель обязуется:
- соблюдать правила отраслевой системы «Живучесть стареющих ТЭС» в соответствии с РД 153-34.0-20.605-2002,
- оплатить в соответствии с заключенным договором расходы по расширению области аккредитации

Руководитель

Гл. бухгалтер

Приложение 17 (справочное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий, сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Основополагающие и распорядительные документы отраслевой системы «Живучесть стареющих ТЭС»**	РД 153-34.0-20.605-2002-17од

Настоящий руководящий документ (далее РД) содержит основополагающие и распорядительные документы (приказы, распоряжения, программы, циркуляры) Минэнерго СССР, Академии Наук СССР и РАО «ЕЭС России», в которых определены цели создания и этапы деятельности Отраслевой Системы «Живучесть стареющих ТЭС».

В РД включены также циркуляры РАО «ЕЭС России», регламентирующие контроль, определение и восстановление живучести основных элементов наиболее ответственного энергооборудования ТЭС.

РД предназначен для использования в качестве справочного материала при решении вопросов, связанных с функционированием ОС «Живучесть стареющих ТЭС».

1 ОСНОВОПОЛАГАЮЩИЕ ДОКУМЕНТЫ

1.1 *Меры по развертыванию отраслевой системы обеспечения безопасности и живучести ответственных элементов энергооборудования* (ОСОБЖЭ) для обычных и особых условий эксплуатации ТЭС/АН СССР, Минэнерго СССР, 1988 г (см. Дополнение А)[1].

1.2 Программа «ВЕДА 21-1». Создание отраслевого образца «Технологический комплекс для контроля и определения системы экологических характеристик ТЭС», осваиваемого на Костромской и Заинской ГРЭС/ РАО «ЕЭС России», 1993 г (см. Дополнение Б).

1.3 Программа «ВЕДА 21-2». Создание отраслевого образца «Технологический комплекс для контроля и определения системы экологических характеристик ТЭС» и техническое задание по реализации отраслевого испытательного комплекса «Живучесть оборудования ТЭС»/ РАО «ЕЭС России», 1994 г (см. Дополнение В).

1.4 Техническое задание на отраслевой испытательный комплекс «ВЕДА 21-2»/ РАО «ЕЭС России», 1994 г (см. Дополнение Г).

1.5 Постановление о реализации качественно нового этапа программы «Живучесть ТЭС»/ Госгортехнадзор, РАО «ЕЭС России», 1997 г (см. Дополнение Д).

2 РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

2.1 Циркуляры

2.1.1 О живучести турбин ТЭС, вырабатывающих предельный парковый ресурс. Циркуляр № Ц-02-91(Т)/ РАО «ЕЭС России». (см. Дополнение Е).

2.1.2 О предупреждении повреждений ротора высокого давления турбин К-800-240 ЛМЗ. Циркуляр № Ц-04-97(Т)/ РАО «ЕЭС России» (см. Дополнение Ж).

2.1.3 О предупреждении повреждений роторов высокого и среднего давления турбин ТЭС. Циркуляр № Ц-05-97(Т)/РАО «ЕЭС России» (см. Дополнение И).

2.1.4 О предупреждении повреждения при зачистке центральной полости роторов высокого и среднего давления турбин ТЭС. Циркуляр № Ц-11-98(Т)/ РАО «ЕЭС России» (см. Дополнение К).

2.1.5 О предупреждении повреждений роторов высокого, среднего, низкого давления паровых турбин ТЭС. Циркуляр № Ц-12-98 (Т)/ РАО «ЕЭС России» (см. Дополнение Л).

[1] Здесь и далее в Дополнениях приведены копии текстов документов.

2.1.6 О предупреждении развития микротрещин в тепловых канавках и придисковых галтелях роторов турбин ТЭС. Циркуляр № Ц-01-2001 (Т)/ РАО «ЕЭС России» (см. Дополнение М).

2.1.7 О контроле и восстановлении живучести лопаток последних ступеней турбин ТЭС. Циркуляр № Ц-02-2001(Т)/ РАО «ЕЭС России» (см. Дополнение Н).

2.1.8 О контроле гибов паропроводов. Циркуляр № Ц-03-2001(Т)/ РАО «ЕЭС России» (см. Дополнение П).

2.2 Приказы РАО «ЕЭС России»

2.2.1 О развитии межведомственного банка данных по повреждению ответственных элементов энергооборудования. Приказ № 25 А от 20.01.89.

2.2.2 . О реализации нового этапа программы «Живучесть ТЭС». Приказ № 470 от 01.11.95.

2.2.3 О дальнейшем совершенствовании отраслевого метролого-технологического комплекса. Приказ № 274 от 25.12.98.

2.2.4 Об утверждении состава МКС и координационного плана деятельности МКС и отраслевой службы «Живучесть стареющих ТЭС» на 2001-2003 г.г. Приказ № 126 от 20.03.01.

Дополнение А к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

МЕРЫ ПО РАЗВЕРТЫВАНИЮ ОТРАСЛЕВОЙ СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ЖИВУЧЕСТИ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ (ОСОБЖЭ) ДЛЯ ОБЫЧНЫХ И ОСОБЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЭС[1]

Объективная необходимость длительного (до 2000-2020 г.г.) периода эксплуатации парка энергоустановок ТЭС, когда значительная часть этого парка (свыше 130 млн. кВт) отработала проектный ресурс, требует ускоренного развертывания ОСОБЖЭ. Решение этой проблемы необходимо обеспечить в рамках следующих основных концепций: ресурсосбережения, оздоровления экологической ситуации, обеспечения энергетического потенциала при обычных и особых условиях.

Первый этап развертывания качественно новой ОСОБЖЭ необходимо осуществить по наиболее ответственным температурным элементам (роторам и корпусам) турбин, определяющим ресурс и межремонтный период энергоблоков. Это положение обосновано с учетом известных случаев разрушения роторов, в том числе с катастрофическими последствиями, наличия значительного количества трещиноподобных повреждений в эксплуатируемых литых корпусах турбин, а также определенных достижений по решению проблемы (банк данных по повреждениям, разработки по восстановлению ресурса и эксплуатационному контролю).

Необходимость масштабных и безотлагательных мер по решению проблемы определена и тем, что практически весь парк указанных роторов остается непроконтролированным на наличие трещин, развивающихся со стороны наружной поверхности из конструкционных концентраторов. До последнего времени в отрасли отсутствовала система типа «банк данных по повреждениям», периодически пополняемая в соответствии с отраслевыми документами. Отсутствовала и система контроля за развитием трещин в процессе эксплуатации роторов и корпусов. Первостепенной важности является задача развития разработок по ОСОБЖЭ в особых ситуациях при вынужденной временной необходимости эксплуатации особо ответственных элементов с развивающимися макротрещинами.

Межотраслевой Координационный Совет, работающий в соответствии с приказом Минэнерго СССР от 23.11.87 № 723, подготовил возможность развертывания первого этапа ОСОБЖЭ по следующим основным направлениям:

1 Развитие банка данных по повреждению парка роторов и корпусов турбин с введением ежегодного пополнения базы знаний сведениями по повреждению, совершенствования банка путем преобразования его в экспертную систему для контроля ситуации по всему парку.

2 Развитие бюро по диагностике повреждений на основе ведущего ремонтного предприятия по решаемой проблеме ПП Мосэнергоремонт (научное руководство ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского и ИМАШ АН СССР), создание цеха по восстановлению ресурса роторов и систематическому совершенствованию средств контроля повреждений для отработки (промышленный эксперимент) ОСОБЖЭ при обычных и особых условиях.

3 Реализация промышленного эксперимента на ряде ТЭС (Костромская, Заинская ГРЭС и др.), включающего отработку и освоение систем эксплуатационного контроля за развитием трещин в роторах, корпусах и стыках паропроводов. В процессе этого эксперимента необходимо освоить в условиях создаваемого цеха процесс восстановления ресурса роторов и их дефектоскопию, включая новые методы выявления трещин (резонансный и метод электропотенциала), гарантирующие их межремонтный ресурс до 50 тыс.ч. При этом в короткий срок (три - четыре года) должна быть решена задача создания необходимого количества резервных роторов для ремонта *в зависимости от их состояния с заменой только неремонтопригодных в условиях ТЭС элементов без комплектной замены (роторов, корпусов, цилинд-*

[1] 1) Научно-техническая программа РАО "ЕЭС России", 1993 г.

ров и клапанов). На первом этапе эта задача должна быть решена для парка турбин К-200-130 ЛМЗ и Т-100-130 ТМЗ (свыше 460 турбин), эксплуатируемых в СССР и за рубежом.

4 Переход на базе имеющихся и получаемых результатов к оценке и моделированию развития повреждений вплоть до катастрофических с определением последствий аварий и катастроф.

Для оперативного развертывания работ (п.п. 1 - 4) по ОСОБЖЭ Координационному Совету подготовить приказ Минэнерго СССР в IV кв. 1988 года.

ПРОГРАММА «ВЕДА 21-1». СОЗДАНИЕ ОТРАСЛЕВОГО ОБРАЗЦА «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ КОНТРОЛЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЭС», ОСВАИВАЕМОГО НА КОСТРОМСКОЙ И ЗАИНСКОЙ ГРЭС[1)]

1 ТОЛКОВАНИЕ ПРОБЛЕМЫ

1.1 *Слабое соответствие объективного* типа знания, инструментально-измерительных систем (контроль и определение экологических характеристик) *и моделируемой системы, являющейся* живым организмом.

Принципиальная недостаточность объективного типа знания и технических измерительных систем для выражения сущностных характеристик моделируемой системы.

Аналогия контролируемой системы и ее технической модели оказывается далекой и слабой. Их р а з л и ч и е развивается и углубляется подобно трещине, перерастающей в разлом, по мере увеличения масштаба проблемы.

М н о г о а с п е к т н о с т ь и р а з н о я з ы ч и е экологической проблематики - ее глубокая сущность, слабо выразимая *метрологией* чисто технических средств, реализующих явные, объективные алгоритмы.

1.2 ТЭС в России и в СНГ оснащены весьма недостаточно необходимыми средствами контроля экологических характеристик. Подбор этих средств несистематичен (кто что смог достать).

1.3 Биологические датчики и системы контроля в отрасли фактически не освоены.

1.4 Отраслевой банк данных, знаний и использующая их отраслевая экспертная система пока не функционирует.

1.5 В целом практика экологического контроля в отрасли пока слабо ориентирована на взаимодействие с информационной сетью, экспертным типом знания и биотехнических измерительных систем.

2 ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ЭЛЕМЕНТЫ ПРОЕКТА ПРОГРАММЫ

2.1 Краткое имя программы «ВЕДА 21-1».

2.2 Девиз: Яснее, глубже ведать, что, где, когда и как творим.

2.3 Концептуальная модель: «ВЕДА» – элемент информационно-технологической системы, ориентированной на 21-й век.

2.4 Отраслевая концепция «Живучесть – экология ТЭС».

Сильная связанность понятий «*Живучесть*» (мера, категория *опасности* – традиционно подменяемых в технике понятиями: безопасность, ресурс, надежность и др.) и «*экология*» сущностно выражает характер взаимодействия моделируемой системы с иными, внешними, неудачно называемыми с р е д о й, внешней средой.

2.5 Методология (см. раздел 3).

2.6 Характер «ВЕДЫ»:

2.6.1 Технологический - создание и совершенствования технологии контроля и определения системы экологических характеристик;

2.6.2 Объективно-экспертный по типу знания;

2.6.3 Немонопольный (модель «ВЕДА» - одна из развиваемых для выбора отраслевых путей);

2.6.4 Метрологический - реализация в качестве синтезатора (транслятора, преобразователя) разноязыкой информации личностно экспертного знания, воплощаемого в виде правил, рецептов, явных и не явных операторов, с помощью технических систем;

[1)] Научно-техническая программа РАО «ЕЭС России», 1993 г.

Метрологическая модель «Веды» воплощена в алгоритме нахождения меры живучести - категории экологической опасности проблемной ситуации с учетом динамических (предыстория, тенденции развития) характеристик процесса.

2.6.5 Биотехнический - уменьшение несоответствия между контролируемой системой и моделью с помощью биологических датчиков, ориентированных на взаимодействие с техническими системами и информационной сетью - мониторинг.

3 ЭКСПЕРТИЗА ОСНОВНЫХ ПОЛОЖЕНИЙ ПРОГРАММЫ

3.1 Методология

Все многообразие характеристик контролируемой системы выражается через три фундаментальные размерности метрологической модели:

- техническую (приборы и диагностические системы контроля объективных физико-химических характеристик);
- биологическую (портреты микро- и макро- откликов и состояний биосистем и ее блоков в режиме мониторинга);
- экспертную (экспертная система, содержащая правила, явные алгоритмы и не явные операторы для синтеза разноаспектной информации).

Метрологический принцип «ВЕДЫ» - трехмерность критерия уменьшения неясности (неопределенности), сопоставление характеристик контролируемой системы и модели. Эта трехмерность характеризуется взаимодействием технических, биологических и экспертных средств.

Достоверность получаемых результатов увеличивается по мере развития банка: портретов биооткликов; прецедентов наиболее информативных, характерных проблемных ситуаций и решений по ним.

3.2 Технология

Диагностические комплексы, устанавливаемые на Костромской, Заинской ГРЭС и в Москве взаимодействуют с помощью информационной сети (в настоящее время RELCOM).

Поток технической информации обеспечивается с помощью достаточно полного набора[1)] наиболее эффективных отечественных и зарубежных приборов и измерительных систем.

Интерпретация и синтез разноаспектной информации создания системы критериальных характеристик осуществляют ведущие эксперты по соответствующим типам знаний и технологий.

3.3 Опыт

Авторский коллектив по программе «ВЕДА» имеет опыт решения указанных далее методологических, метрологических и экспериментальных экспертных экологических и технологических проблем. Этот опыт воплощен в указанных технологиях, приборах, системе НТД и РД, в статьях, изобретениях и монографиях (изданы в СССР и США).

3.3.1 Технологический комплекс «портреты микроструктур», взаимодействующий с банком данных экспертной системы и информационной сетью для контроля и определения живучести оборудования ТЭС.

3.3.2 Отраслевые банк данных и экспертная система «Живучесть оборудования ТЭС».

Технологии по п.п.3.3.1 и 3.3.2 имеют статус отраслевого руководящего документа (РД), согласованного с соответствующей федеральной службой (Госгортехнадзор при Президенте России).

Технологии по п.п.3.1. и 3.2. ориентированы на совместимость с моделью «ВЕДА».

3.3.3 Методика и комплекс технических средств для автоматизации процесса контроля биологической активности почв, подвергшихся техногенному воздействию.

[1)] Полнота этого набора оправдана необходимостью преобразования Костромской и Заинской ГРЭС в *отраслевые образцы*. После освоения «ВЕДЫ» объем измерения минимизируется.

3.3.4 Методика и комплекс технических средств для автоматизации процесса контроля биологического состояния растительности, подвергшейся техногенному воздействию.

4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО БЛИЖАЙШИМ ЭТАПАМ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ

4.1 Создание действующего макета модели «ВЕДА».

4.2 Реализация технического задания по программе «ВЕДА», применительно к условиям Костромской и Заинской ГРЭС.

4.3 Решение проблемы финансового обеспечения проекта «ВЕДА», ориентированное на период старения Костромской и Заинской ГРЭС (10-15 лет).

ПРОГРАММА «ВЕДА 21-2». СОЗДАНИЕ ОТРАСЛЕВОГО ОБРАЗЦА «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ КОНТРОЛЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЭС» И ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ОТРАСЛЕВОГО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА «ЖИВУЧЕСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС»[1)]

1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ И РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ «ВЕДА-21-2» И ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАДАНИЯ ПО НЕЙ

1.1 Координационный план работ по направлению «Живучесть ТЭС», утвержденный Президентом РАО «ЕЭС России» 10.01.1993г.

1.2 Программа «Веда-21-1» по созданию отраслевого образца «Технологический комплекс для контроля и определения меры живучести ТЭС», осваиваемого на Костромской и Заинской ГРЭС с экспертным заключением ведущих специалистов отрасли. Программа подписана руководством РАО «ЕЭС России».

1.3 Перечень- характеристика основных видов технологической – товарной продукции, производимой на основе реализации программы «Веда-21», утвержденный Президентом РАО «ЕЭС России».

2 ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ЭЛЕМЕНТЫ ПРОЕКТА ПРОГРАММЫ

2.1 Концептуальная модель: «Веда» – элемент системы обеспечения живучести стареющих ТЭС путем испытания, контроля и восстановления ответственных элементов энергооборудования (роторы и корпуса турбин, гибы паропроводов, крепеж и др.).

2.2 Методология: испытание натурных элементов оборудования при высоких и сверхвысоких (до 650°С, до 100 МПа) параметрах; контроль микроповреждений (микроструктурный мониторинг живучести) путем получения микрообразцов, портретов микроструктур, определения микротвердости, вихретокового отклика и др.; создание и применение эталонов микроповреждений; восстановление живучести элементов энергооборудования; совершенствование технологического комплекса «Живучесть ТЭС».

2.3 Технология: комплексы «Веда-21», созданные в Москве и на образцах стареющих ТЭС, взаимодействуют с помощью информационной сети; целостность технологического процесса и его метрологическая достоверность - добротность обеспечиваются согласованным взаимодействием экспертной системы - микроструктурного мониторинга «живучесть» - комплексов по контролю и восстановлению живучести роторов и корпусных элементов энергооборудования, гибов паропроводов.

3 ЭТАПЫ ПРОГРАММЫ «ВЕДА», РЕАЛИЗУЕМЫЕ В 1994г.

3.1 Создание испытательного комплекса в соответствии с п.п.1, 2.

3.2 Наладка установок и осуществление автоматизированных испытаний ротора, корпуса и гиба паропровода в соответствии с техническими требованиями (см. п.п.1, 2 этой программы и приложений к ней).

3.3 Получение следующей основной - технологической - товарной продукции: эталоны микроповреждений, банк портретов микроструктур, усовершенствованный комплекс технологий контроля и восстановления живучести (микротвердость, вихретоковый и электромагнитный отклики, нижняя граница трещиностойкости и др.)[2]

[1)] Научно-техническая программа РАО «ЕЭС России», 1994 г.

[2]

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на отраслевой испытательный комплекс «ВЕДА 21-2»[1)]

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Отраслевой испытательный комплекс на высокие и сверхвысокие параметры (650°С, 100 МПа), в дальнейшем именуемый «Испытательный комплекс», предназначен для решения проблем обеспечения и увеличения живучести оборудования стареющих ТЭС.

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ

Основанием для реализации являются Программа «ВЕДА-21-1» и координационный план, утвержденные Президентом РАО «ЕЭС России».

3 ЦЕЛЬ СОЗДАНИЯ КОМПЛЕКСА

Комплекс «ВЕДА» предназначен для испытаний в условиях максимально приближенных к натурным наиболее повреждаемых элементов ответственного стареющего энергооборудования (гибов паропроводов, коллекторов, корпусов и роторов турбин, корпусов арматуры и др.), а также создания с его помощью эталонов микроповреждений, совершенствования технологического комплекса контроля и восстановления живучести оборудования ТЭС.

4 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

4.1 Состав испытательного комплекса и требования к конструктивному выполнению

4.1.1 Комплекс должен обеспечивать проведение испытаний элементов энергооборудования при температурах и напряжениях, превышающих ресурсные. При этом элемент должен находиться в сложнонапряженном состоянии, соответствующем натурным условиям, и доводиться до разрушения.

4.1.2 Температурно-силовой и временной режимы испытаний должны выбираться таким образом, чтобы характер повреждения металла элемента был аналогичен характеру, вызывающему разрушение оборудования в натурных условиях.

4.1.3 Создание сложно-напряженного состояния осуществляется нагружением элемента внутренним давлением.

4.1.4 Соответствующий температурный режим испытаний создается путем электрического нагрева.

4.1.5 Оборудование испытательного комплекса должно обеспечивать:

- создание требуемых температурных условий при испытаниях элементов оборудования с колебаниями температуры ± 1,0°С. Максимальная температура испытуемого металла оборудования 610°С;
- создание необходимого внутреннего давления в испытываемом элементе и обеспечение его постоянства в пределах ± 0,5 МПа. Наибольшее давление - 100 МПа;
- достаточную точность контроля за температурными условиями испытаний элементов оборудования и контроля заданного давления;
- сведение до минимума последствий разрушения испытуемого элемента оборудования и исключение опасности для обслуживающего персонала.

4.1.6 В состав испытательного комплекса должно входить следующее основное оборудование и приборы: плунжерный водяной насос с электроприводом, гидроаккумулятор, электронагреватель, газобаллонная станция (комплект баллонов с азотом), система контрольно-измерительных приборов и автоматики безопасности.

[1)] Техническое задание РАО «ЕЭС России», 1994 г.

4.1.7 Для уменьшения рабочего объема в испытываемом элементе (например, корпус клапана, гиб паропровода) размещаются вытеснители. Рабочий объем элемента при этом должен быть меньше, чем объем, заполненный газом в аккумуляторе и трубопроводах.

4.1.8 Электронагрев должен осуществляться с помощью накладных муфелей с многосекционной обмоткой, позволяющих поддерживать заданную температуру в течение всего срока испытаний.

4.1.9 Электронагреватели должны быть снабжены терморегуляторами, обеспечивающими поддержание заданной температуры испытаний с точностью ± 5°С.

4.1.10 Контроль за температурой испытываемого элемента должен осуществляться с помощью термопар типа ХА, подключенных к многоточечным электронным потенциометрам.

4.1.11 Испытательный комплекс должен быть оборудован системой автоматики безопасности, с помощью которой может производиться отключение его электропитания при аварийных ситуациях: недопустимом повышении и снижении рабочего давления, повышении температуры сверх заданной, временном прекращении подачи электроэнергии.

Комплекс должен быть снабжен также предохранительным клапаном для сброса избыточного давления.

4.1.12 Испытательный комплекс должен быть оборудован щитом, где размещаются контрольно-измерительные приборы и пультом, с которого производится его управление.

4.1.13 Испытательный комплекс должен размещаться в отдельном помещении, а испытываемое оборудование - в бронекамере, что обеспечивает защиту обслуживающего персонала от воздействия ударной волны и потока горячего газа (воздуха) при разрушении элемента.

4.1.14 Испытательный комплекс должен быть снабжен подъемно-транспортным оборудованием грузоподъемностью до 10 т.

4.2 Показатели назначения испытательного комплекса

Суммарная потребляемая электрическая мощность - -50 КВт.

Температура испытаний ≤ 650°С.

Создаваемое внутреннее давление ≤ 100 МПа.

Занимаемая площадь ~ 100 м^2,

в том числе площадь бронекамеры ~ 30 м^2.

4.3 Требования к надежности

Конструктивные решения, качество изготовления и монтажа, применяемые материалы и оборудование должны обеспечить надежную работу комплекса в течение всего срока службы - 20 лет.

4.4 Требования к технологичности и ремонтопригодности

Конструкция основного оборудования комплекса должна обеспечивать максимальное использование стандартного оборудования, технологичность при изготовлении и монтаже, также хорошую ремонтопригодность электрооборудования и теплоизоляции, поврежденных при разрушении испытываемых элементов.

4.5 Условия проведения испытаний

4.5.1 Эксплуатация испытательного комплекса должна проводиться в соответствии "Инструкцией по испытаниям" применительно к каждому виду оборудования.

4.5.2 Испытуемые элементы должны быть теплоизолированы. Расчетная температура наружного слоя изоляции не должна превышать 45°С.

4.5.3 Испытательный комплекс размещается в закрытом помещении при нормальных атмосферных условиях в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005.88. Шум, создаваемый оборудованием комплекса во время его работы, не должен превышать 85 дБ на расстоянии 1м согласно действующим нормам Минздрава РФ.

4.5.4 Время нагрева испытываемого элемента в зависимости от его габаритов и металлоемкости - 6-12 часов.

4.5.5 Должна быть предусмотрена возможность проведения испытаний одновременно нескольких единиц оборудования, в том числе и разнотипного.

5 ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

5.1 Создание испытательного комплекса направлено на решение задач оценки и повышения живучести стареющего оборудования ТЭС, что несомненно даст определенный эффект.

5.2 Из-за отсутствия отечественных аналогов разрабатываемого комплекса стоимость его создания рассчитывается на стадии разработки рабочей документации.

Дополнение Д к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ПОСТАНОВЛЕНИЕ О РЕАЛИЗАЦИИ КАЧЕСТВЕННО НОВОГО ЭТАПА ПРОГРАММЫ «ЖИВУЧЕСТЬ ТЭС»[1)]

В соответствии с отраслевой концепцией и научно-технической программой «Веда – 21» для обеспечения живучести стареющих ТЭС создана система научно-метрологических, технологических и нормативных средств.

В целях осуществления качественно нового этапа реализации указанной программы, Федеральный горный и промышленный надзор России и РАО «ЕЭС России» ПОСТАНОВЛЯЮТ:

1 До 01.07.97 реализовать на Костромской ГРЭС - отраслевом образце стареющей ТЭС, комплексную технологию определения меры повреждения паропроводов и турбин ТЭС, основанную на создаваемом здесь же метролого-технологическом комплексе, позволяющем производить эталоны, образцы микро- и макроповреждений в процессе испытаний оборудования до разрушения, тестировать и лицензировать средства измерения и восстановления живучести.

2 До 01.07.97 преобразовать отраслевой банк данных и знаний по живучести турбин ТЭС, созданный согласно Приказу Минэнерго СССР N 25 от 20.01.89 г., в межотраслевой, открытый для абонентов «Банк данных и знаний по живучести ТЭС».

3 Поручить межотраслевому Координационному Совету «Живучесть ТЭС» в срок до 01.07.97 создать группу отраслевых образцов стареющих ТЭС, наделив его правом аттестовать и тестировать технологии, применяемые по направлению «Живучесть ТЭС», с целью обеспечения их метрологической законности.

4 Контроль за выполнением настоящего постановления возложить на начальника Управления по котлонадзору и надзору за подземными сооружениями Госгортехнадзора России Котельникова В.С. и Заместителя председателя Правления РАО «ЕС России» Бритвина О.В.

[1)] Постановление Госгортехнадзора и РАО «ЕЭС России», 1997г.

Дополнение Е к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ЦИРКУЛЯР № Ц-02-91(Т)

О ЖИВУЧЕСТИ ТУРБИН ТЭС, ВЫРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДЕЛЬНЫЙ ПАРКОВЫЙ РЕСУРС

В большинстве энергосистем на электростанциях происходят повреждения ответственных элементов турбин, вырабатывающих ресурс. При этом опасность развития определенных типов повреждений увеличивается.

К ним относятся: разрушения роторов, трещиноватые зоны, в том числе весьма большие (до 1-2 мм длиной), и сквозные в литых корпусах турбин и крупной арматуры; коррозионные повреждения в зоне фазового перехода.

Почти весь парк роторов остается не проконтролированным на наличие трещин, развивающихся со стороны наружных поверхностей (тепловые канавки и др.), так как средства контроля роторов в этих зонах до последнего времени практически отсутствовали. Кроме того, трудоемкость технологий ручной подготовки контролируемых поверхностей и восстановления живучести конструкций весьма велика.

К настоящему времени накоплен определенный положительный опыт освоения средств и технологий комплекса обеспечения живучести турбин ТЭС, в частности на Заинской, Луганской, Змиевской, Костромской, Сургутской, Черепетской ГРЭС, а также в Свердловэнерго, Иркутскэнерго и Югославии.

Внедренные средства и технологии позволили эффективно, *без зачистки контролируемой поверхности, выявить трещины* (глубиной от 0.5 мм и более) и существенно уменьшить трудозатраты при восстановлении живучести, в том числе и в случае сквозных трещин.

Для повышения живучести, безопасности и долговечности турбин, эксплуатируемых до 25-40 лет, Главное научно-техническое управление предлагает:

1 Главным инженерам энергообъединений и электростанций реализовать при ремонтах оборудования комплекс технологий и средств контроля и восстановления живучести и трещиностойкости ответственных элементов турбин (корпуса, роторы, валы, диски, крепеж), НТД по которым регламентированы отраслевым Временным Положением ВП-1-90.

Метрологическое обеспечение этого комплекса осуществляет ВТИ по решению от 21.06.90, протокол Д-4402.

Срок исполнения 1992-1993 г.г.

2 Выявить турбины с давлением свежего пара 13 и 24 МПа, по которым целесообразно с учетом экономических, социальных, экологических факторов обеспечить безопасную эксплуатацию до 50 - 60 лет в режиме промышленного эксперимента по индивидуальной программе, согласованной Координационным Советом по проблеме «Живучесть оборудования ТЭС».

Срок исполнения 1992 - 1993 г.г.

Гл. инженер Главтехуправления
Минэнерго СССР Г.А. Давидовский

Дополнение Ж к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ЦИРКУЛЯР № Ц-04-97(Т)

О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ РОТОРА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБИНЫ К-800-240 ЛМЗ

При контроле ротора высокого давления (РВД) в зоне придисковой галтели двенадцатой ступени турбины К-800-240 ЛМЗ в процессе капитального ремонта энергоблока ст.№5 Рязанской ГРЭС выявлены трещиноподобные повреждения. Они были ориентированы в окружном направлении, располагались со стороны диска и концевого уплотнения, имели длины до 150 мм, а глубины - до 3 мм. Выявить эти дефекты на ранней стадии оказалось возможным лишь с помощью ДАО-технологии (по аммиачному отклику).

Подобное повреждение в зоне придисковой галтели второй ступени РВД турбины К-800-240 ЛМЗ ст. №1 Сургутской ГРЭС было обнаружено в 1994г. Трещина оказалась сквозной. Потребовалась замена РВД. Для уменьшения опасности развития трещин в зоне второй ступени РВД радиус придисковой галтели увеличен до 15 мм (циркуляр Ц-05-95/т).

Для предотвращения подобных повреждений РАО «ЕЭС России» и АО «Ленинградский металлический завод» предлагают главным инженерам ТЭС с турбинами К-800-240 ЛМЗ в ближайшие капитальные ремонты увеличить радиус придисковой галтели двенадцатой ступени до 15 мм.

Вице-президент РАО «ЕЭС России»	О.В. Бритвин
Начальник Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России»	В.В. Нечаев
Начальник Департамента Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России»	В.К. Паули
Генеральный конструктор ЛМЗ	Н.Н. Гудков
Генеральный технолог РАО «ЕЭС России» по направлению «Живучесть»	Ю.Л. Израилев

Дополнение И к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ЦИРКУЛЯР № Ц-05-97(Т)

О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ РОТОРОВ ВЫСОКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБИН ТЭС

В зону центральной полости роторов высокого и среднего давления (РВД и РСД), как показал многолетний опыт эксплуатации и ремонта турбин, попадает обводненное масло. Даже в незначительных количествах эта жидкость и ее пары ускоряют коррозионное повреждение поверхностного слоя по всей длине центральной полости РВД и РСД. Особенно интенсивно этот процесс происходит в высокотемпературной части роторов, где взаимовлияние ползучести, усталости и коррозии наиболее опасно. В отдельных случаях, когда количество масла, попадающего в полость, существенно, отмечалось повышение вибрации роторов.

В высокотемпературной зоне центральной полости РВД и РСД и при попадании масла, и в воздушной среде процесс окалинообразования идет весьма интенсивно. При этом трудозатраты но очистке от окалины значительны (до 90-100 человеко-смен).

Увеличение периода между капитальными ремонтами до 4-6 лет, а в отдельных случаях до 7-8 лет, и эксплуатация значительной части ТЭС за пределом проектного и паркового ресурса увеличивает меру опасности указанного повреждения. Так, например, контроль РВД и РСД турбины К-800-240 ЛМЗ ст.№5 Рязанской ГРЭС, выработавших проектный (парковый) ресурс 100 тыс.ч., выявил (май 1997) наличие многочисленных коррозионных повреждений (одиночные язвы и цепочки язв, ориентированных наиболее неблагоприятно – в осевом направлении в местах вероятного расположения технологических неоднородностей металла) и трещиноподобных, в основном, червеобразных дефектов, также ориентированных в осевом направлении. Наибольшие по длине, глубине и раскрытию дефекты были в зоне паровпуска РВД и РСД (максимальная длина – до 180 мм, глубина – до 3 мм, раскрытие – до 1мм).

На Костромской ГРЭС накоплен необходимый опыт (свыше 16 лет, за которые на 8-ми РВД и РСД выполнено свыше 60-ти ремонтов с контролем состояния центральной полости), позволивший практически полностью исключить попадание масла в центральную полость. Решение проблемы получено путем заполнения центральной полости инертным газом. В межремонтный период этот газ, находясь под небольшим избыточным давлением (до 1 атмосферы), практически исключает попадание масла, его паров и воды в полость. Надежность длительной эксплуатации РВД и РСД (до 5-8 лет между капитальными ремонтами) без утечки инертного газа достигнута за счет несложного конструктивно-технологического решения по герметизации полости. При этом изменяется лишь конструкция «пробок» и их крепления в РВД и РСД.

Опыт Костромской ГРЭС показал, что при качественном выполнении решения по герметизации РВД и РСД и эксплуатации их с инертным газом в центральной полости, процесс окалинообразования почти полностью исключается. Язвы и трещиноподобные дефекты там пока не выявлялись. Этим подтверждается хорошо известный, по результатам испытаний образцов, факт значительного замедления процесса микроповреждения поверхностного слоя в условиях сочетания ползучести и усталости в среде инертного газа по сравнению с агрессивной средой (воздух).

Под руководством межотраслевого Координационного совета «Живучесть ТЭС» на Костромской ГРЭС создан межотраслевой метролого-технологический комплекс (ОМТК) и бригада специалистов для проведения работ по оценке микроповреждений и макродефектов в металле энергетического оборудования «стареющих» ТЭС.

На Рязанской ГРЭС в мае 1997г. выездной бригадой проведены работы по контролю и удалению дефектов РВД и РСД турбины К-800-240 ЛМЗ.

Для реализации решения по эксплуатации РВД и РСД с герметизированной центральной полостью, заполненной инертным газом, РАО «ЕЭС России» предлагает:

1 Провести на турбинах «стареющих» ТЭС, выработавших парковый ресурс, герметизацию центральной полости с заполнением ее инертным газом по технологии, разработанной Координационным советом «Живучесть ТЭС».

2 Главным инженерам «стареющих» ТЭС организовать стажировку специалистов ЦЦР и ПРП на Костромской ГРЭС для освоения и реализации технологии герметизации роторов.

Вице-президент РАО «ЕЭС России»	О.В. Бритвин
Сопредседатель Межотраслевого Координационного Совета и отраслевой руководитель направления «Живучесть ТЭС» РАО «ЕЭС России»	А.Я. Копсов
Начальник Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России»	В.В. Нечаев
Начальник Департамента Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России»	В.К. Паули
Генеральный директор Костромской ГРЭС	Ю.Н. Богачко
Сопредседатель Межотраслевого Координационного Совета «Живучесть ТЭС» РАО «ЕЭС России»	Ю.Л. Израилев

Дополнение К к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ЦИРКУЛЯР № Ц -11 - 98(Т)

О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРИ ЗАЧИСТКЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ПОЛОСТИ РОТОРОВ ВЫСОКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБИН ТЭС

На ТЭС России за последние десятилетия накоплен необходимый опыт по контролю дефектов с помощью ультразвуковых и вихретоковых датчиков, вводимых в центральную полость роторов высокого и среднего (РВД и РСД) давления. Реализация этого контроля требует обязательной зачистки поверхности центральной полости от окалины. Все технологии, применяемые для такой зачистки, используют абразивные материалы: хонинговальные бруски, шлифовальные электрокорундовые белые камни, элементы отрезных кругов и зубчатых фрез.

Костромская и Рязанская ГРЭС имеют опыт восстановления живучести роторов ВД и СД в зоне центральной полости и документального видеоконтроля этой полости в цветном и черно-белом изображениях. Такое документирование позволяет не допустить появления в центральной полости опасных концентраторов. Они образуются, весьма вероятно, при использовании любой из указанных технологий зачистки. Ориентация подобных концентраторов, как правило, окружная. Особенно опасны дефекты, оставляемые электрокорундовыми камнями, которые при износе могут, хрупко откалываясь, процарапывать глубокие (до 5 мм и более) бороздки малого радиуса (1-2 мм).

Изложенное определяет необходимость получения видеодокумента, характеризующего фактическое состояние центральной полости роторов ВД и СД после капитальных ремонтов. Выявленные факты существенного коррозионного повреждения центральных полостей (язвы и цепочки язв, глубиной 1 мм и более), в сочетании с указанными концентраторами, которые могут возникнуть при зачистке роторов, определяют недопустимость эксплуатации роторов ВД и СД без видеодокументального контроля центральной полости.

Последний вариант видеодокумента обладает большей разрешающей способностью. Эта технология на Костромской и Рязанской ГРЭС использована также для видеодокументирования внутренних поверхностей паропроводов, питательных трубопроводов, коллекторов котлоагрегатов, впрыскивающих пароохладителей и лопаток последних ступеней частей низкого давления турбин (без вскрытия цилиндра).

Департамент стратегии развития и научно-технической политики и Отраслевая Служба «Живучесть ТЭС» рекомендует:

Главным инженерам АО - энерго и АО - электростанций направить в Отраслевую Службу «Живучесть ТЭС», в отраслевой метролого-технологический комплекс на Костромской ГРЭС или в Москву в ВТИ на стажировку представителей лабораторий и служб контроля металла и сварки для освоения технологии видеодокументального контроля центральной полости РВД и РСД.

Начальник Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России»	Ю.Н. Кучеров
Сопредседатель Межотраслевого Координационного Совета «Живучесть ТЭС» РАО «ЕЭС России»	А.Я. Копсов
Руководитель Отраслевой службы «Живучесть ТЭС» РАО «ЕЭС России»	Ю.Л. Израилев

Дополнение Л к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ЦИРКУЛЯР № Ц-12-98(Т)

О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ РОТОРОВ ВЫСОКОГО, СРЕДНЕГО И НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЭС

В последнее десятилетие сочетание таких факторов, как стояночная коррозия, отклонения от проектных размеров роторов в зонах конструкционных концентраторов, отсутствие на ТЭС и энергосистемах необходимого набора эффективных новых технологий контроля дефектов и иные технико-экономические проблемы привели к образованию опасных повреждений в роторах, а в некоторых случаях - к их списанию.

В 1997 г. при контроле ротора высокого давления в зоне придисковой галтели двенадцатой ступени турбины К-800-240 ЛМЗ в процессе капитального ремонта энергоблока ст.№5 Рязанской ГРЭС выявлены трещиноподобные повреждения. Они были ориентированы в окружном направлении, располагались со стороны диска и концевого уплотнения, имели длины до 150 мм, а глубины - до 3 мм. Выявить эти дефекты на ранней стадии оказалось возможным лишь с помощью ДАО-технологии (новая технология неразрушающего контроля, основанная на регистрации аммиачного отклика детали - ДАО-портрета дефекта). Подробнее описание ДАО-технологии приведено в сборнике РД 34.17.МКС-007-97 ОС «Живучесть стареющих ТЭС». Было установлено, что фактический радиус в зоне концевого уплотнения со стороны двенадцатой ступени был меньше проектного.

В 1998г. этим же методом были обнаружены аналогичные трещиноподобные повреждения на придисковых галтелях второй, шестой и двенадцатой ступеней ротора высокого давления турбины К-800-240 ЛМЗ энергоблока ст. №6 Рязанской ГРЭС.

Опыт отраслевой службы «Живучесть ТЭС» по контролю роторов высокого, среднего и низкого давления выявил, что цепочки коррозионных язв, возникающие под слоем окалины, могут объединяться, образуя макротрещины. Это особенно опасно в зонах конструкционных концентраторов.

Здесь нередко ультразвуковая, вихретоковая, видео и магнитопорошковая дефектоскопия не позволяют выявить макротрещины на той стадии, когда восстановление живучести ротора еще возможно. Указанная опасность особенно велика, когда фактические радиусы концентраторов меньше проектных.

Во всех этих случаях эффективное выявление макротрещин на стадии их зарождения осуществлялось с помощью ДАО-технологии, т.е. по аммиачным ДАО-портретам.

Для предотвращения подобных повреждений РАО «ЕЭС России», Генеральная инспекция по эксплуатации электростанций и сетей предлагают главным инженерам АО-энерго и АО-электростанций выполнить следующее:

1. В соответствии с установленным графиком капитальных ремонтов осуществить контроль фактических радиусов придисковых галтелей всех ступеней роторов высокого и среднего давления (РВД и РСД), кроме частей низкого давления РСД с насадными дисками. Такой контроль может быть осуществлен с помощью шаблонов, притираемых на краске.

2. При проведении капитальных ремонтов турбин контролировать все придисковые галтели, разгрузочные отверстия РВД, РСД и РНД, а также все периодически повреждаемые в зоне фазового перехода среды в условиях коррозии под напряжением и стояночной коррозии локальные зоны (полотно и ступицы насадных дисков, торцевая часть шпоночных соединений) с помощью ДАО-технологии.

3. Выявленные дефекты удалять зачисткой абразивным инструментом с повторным контролем по ДАО-технологии.

4. Консультации и стажировку специалистов по контролю роторов с помощью ДАО-технологии проводит Отраслевая Служба «Живучесть ТЭС».

Первый заместитель начальника Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» А.П. Берсенев

Руководитель отраслевой службы «Живучесть ТЭС» РАО «ЕЭС России» Ю.Л. Израилев

Дополнение М к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ЦИРКУЛЯР № Ц–01–2001 (Т)

О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ РАЗВИТИЯ МИКРОТРЕЩИН В ТЕПЛОВЫХ КАНАВКАХ И ПРИДИСКОВЫХ ГАЛТЕЛЯХ РОТОРОВ ТУРБИН ТЭС

В последние годы сочетание таких факторов, как стояночная коррозия, отклонения от проектных размеров в зонах конструктивных концентраторов напряжений, отсутствие в АО–энерго и на ТЭС необходимых эффективных новых технологий выявления и контроля дефектов, привели к образованию и накоплению опасных повреждений в роторах паровых турбин. В ряде случаев это обусловило замену роторов ввиду невозможности их дальнейшей эксплуатации.

Существенно также то, что трещиноподобные макродефекты возникают в металле роторов, работающих не только в зоне ползучести (при температурах свыше 450°С), но и при значительно более низких температурах.

Отраслевой Службой «Живучесть ТЭС» были обнаружены трещиноподобные повреждения длиной до 150 мм и глубиной до 3 мм в придисковой галтели за двенадцатой ступенью ротора высокого давления турбины К–800–240 ЛМЗ Рязанской ГРЭС, находящиеся в зоне температур 300°С.

Известны случаи обнаружения цепочек язв и макротрещин в тепловых канавках роторов высокого и среднего давления, скрытых под слоем окалины, на турбинах отечественного и зарубежного производства.

Результаты многолетних исследований, проведенных ВТИ, ЦКТИ, МЭИ и ЦНИИТМАШ, позволили обосновать эффективность способов восстановления роторов высокого и низкого давления (РВД и РНД) в зонах тепловых канавок и придисковых галтелей путем удаления слоя окалины и части поверхностного слоя металла толщиной до 0,1–0,2 мм, содержащего микроповреждения. При этом качественно увеличивается достоверность и полнота контроля микроповреждений и макродефектов. Опыт реализации данной технологии составляет свыше 25 лет и осуществляется с 1972 г. на всех турбинах Костромской ГРЭС и немного позднее на турбинах Рязанской и Ставропольской ГРЭС.

Таким образом, для всех турбин ТЭС, где в соответствии с РД 10–262–98 требуется контроль тепловых канавок и придисковых галтелей РВД и РСД, указанный способ может быть реализован без использования специализированных станков при помощи простых шлифовальных устройств. Применение подобных устройств и соответствующих технологий вихретокового, ДАО и видеоконтроля, а также микроструктурного мониторинга успешно освоены на Костромской, Ставропольской и Рязанской ГРЭС.

Для своевременного выявления и предотвращения развития трещиноподобных дефектов в тепловых канавках и придисковых галтелях РВД и РСД паровых турбин главным инженерам электростанций АО–энерго и АО–электростанций рекомендуется:

1. Ознакомиться с опытом Костромского филиала Отраслевой Службы «Живучесть ТЭС» по восстановлению живучести и проведения контроля металла в районе тепловых канавок и придисковых галтелей РВД и РСД паровых турбин.

2. Провести обучение и стажировку специалистов электростанций в Костромском филиале Отраслевой Службы «Живучесть ТЭС» по применению технологии восстановления живучести и проведения контроля металла РВД и РСД паровых турбин в районе тепловых канавок и придисковых галтелей.

3. В процессе проведения капитальных ремонтов организовать применение указанной технологии.

Заместитель Председателя Правления РАО «ЕЭС России»	В.П. Воронин
Начальник Департамента Генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО «ЕЭС России»	М.И. Чичинский
Первый заместитель начальника Департамента научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России»	А.П. Ливинский
Сопредседатель Межотраслевого Координационного Совета «Живучесть ТЭС», Советник Председателя Правления РАО «ЕЭС России»	А.Я. Копсов
Руководитель отраслевой службы «Живучесть стареющих ТЭС» РАО «ЕЭС России»	Ю.Л. Израилев

Дополнение Н к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ЦИРКУЛЯР № Ц–02–2001 (Т)

О КОНТРОЛЕ И ВОССТАНОВЛЕНИИ ЖИВУЧЕСТИ ЛОПАТОК ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЕЙ ТУРБИН ТЭС

В последние годы сочетание таких факторов, как стояночная коррозия, отклонения от проектных размеров в зонах конструктивных концентраторов напряжений, отсутствие в АО–энерго и на ТЭС необходимых эффективных новых технологий выявления и контроля дефектов, привели к образованию и накоплению опасных повреждений в роторах паровых турбин. В ряде случаев это обусловило замену роторов ввиду невозможности их дальнейшей эксплуатации.

На ТЭС РАО «ЕЭС России» эксплуатируется значительный парк турбин, рабочие лопатки которых содержат опасные концентраторы напряжений в виде эрозионно-коррозионных промывов, образуемых при взаимодействии двухфазной среды и сложного спектра циклических термомеханических нагрузок.

Основными зонами указанных повреждений являются: входные кромки участков, прилегающих к вершинам лопаток и достигающих половины их длины; выходные кромки на участках, прилегающих к корню лопаток и достигающих двух третей их длины; участки в зоне цельнофрезерованного бандажа для лопаток профилей 1355 и 1400.

На указанных участках входных кромок зона стеллитовых пластин может оказаться наиболее опасной из-за появления дополнительных концентраторов вследствие несовершенства или нарушений технологии их пайки либо сварки, а также возмущения двухфазного потока на прямоугольном срезе задней стенки пластин. В частном случае, для лопаток профиля 1400 из стали ЭИ-961Ш это проявилось при повреждениях рабочих лопаток на турбинах К-800-240 ЛМЗ Сургутской ГРЭС.

Существенно, что эрозионно-коррозионные концентраторы после 5÷10 лет эксплуатации при глубинах $h = 4 \div 10$ мм и радиусах вершины $r = 0{,}2 \div 0{,}5$ мм характеризуются теоретическим коэффициентом концентрации упругих напряжений $\alpha_T \geq 10$. Тем самым, эти концентраторы уже трудноотличимы от естественных трещин.

Межотраслевой Координационный Совет, Отраслевая Служба «Живучесть ТЭС», Костромской филиал ВТИ «Живучесть ТЭС» совместно с Рязанской и Костромской ГРЭС создали нормативную технологию (РД 153-34.0-04.152-2001) восстановления и контроля живучести лопаток, содержащих указанные повреждения.

Восстановление поврежденных участков осуществляется методом электроискрового легирования (ЭИЛ). Максимальная температура металла лопатки в зоне воздействия искр-капель не превышает температуры пайки стеллитовых пластин припоем ПСР-45 (720-740°С). Опыт промышленной эксплуатации лопаток с ЭИЛ-защитой накоплен на Рязанской, Костромской, Ставропольской, Березовской ГРЭС, а также на ГРЭС-24 «Мосэнерго» для турбин мощностью 300 МВт ЛМЗ и ХТГЗ и 800 МВт ЛМЗ со стальными и титановыми лопатками, том числе и с цельнофрезерованным бандажом (профили 1224,1355,1400 и др.).

Указанная технология ЭИЛ-защиты лопаток реализована без разлопачивания ротора и без вскрытия цилиндра (на трёх ступенях) через конденсатор.

Для своевременного предотвращения развития трещиноподобных концентраторов - промывов в лопатках последних ступеней паровых турбин, предлагается:

1. При вскрытии цилиндров на турбинах мощностью 50 МВт и более, содержащего часть низкого давления (ЦСД и/или ЦНД), заполнять формуляр согласно прилагаемому образцу и направлять по адресу:

(e-mail: gost.e-ecolog.ru или gost.e-ecolog.ru) в Отраслевую Службу «Живучесть ТЭС».

2. Организовать обучение и стажировку специалистов энергопредприятий по курсу «Освоение и применение в условиях ТЭС, в т.ч. без разлопачивания и/или без вскрытия турбины, технологического комплекса для восстановления живучести лопаток турбин ТЭС на основе ЭИЛ – защиты». Комплекс включает в себя метрологическую, технологическую и нормативную части. Освоение курса осуществляется на Костромской, Рязанской ГРЭС и в ВТИ.

3. В процессе проведения капитальных и средних ремонтов организовать применение указанной технологии.

Заместитель Председателя Правления РАО «ЕЭС России»	В.П. Воронин
Сопредседатель Межотраслевого Координационного Совета «Живучесть ТЭС», Советник Председателя Правления РАО «ЕЭС России»	А.Я. Копсов
Начальник Департамента Генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО «ЕЭС России»	М.И. Чичинский
Первый заместитель начальника Департамента научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России»	А.П. Ливинский
Руководитель отраслевой службы «Живучесть стареющих ТЭС» РАО «ЕЭС России»	Ю.Л. Израилев

Дополнение П к РД 153-34.0-20.605-2002-17од

ЦИРКУЛЯР № Ц–03–2001 (Т)

О КОНТРОЛЕ ГИБОВ ПАРОПРОВОДОВ

В последние годы в теплоэнергетике сложились условия, которые характеризуются тем, что значительная часть оборудования эксплуатируется вблизи или за пределами паркового ресурса. В то же время массовая замена паропроводов или их элементов в ближайшие годы из-за экономической ситуации в стране маловероятна.

Опыт длительной эксплуатации паропроводов электростанций, работающих в условиях ползучести при температуре ≥ 450°С, показывает, что одним из наиболее опасных элементов являются паропроводные гибы.

В этой ситуации продление ресурса паропроводов и, в первую очередь, гибов приобретает первостепенное значение.

Важным резервом продления срока службы паропроводов является восстановительная термическая обработка. К настоящему времени накоплен обширный опыт практического осуществления восстановительной термической обработки паропроводов на ГЭС России. Следует отметить, однако, что стоимость такой термической обработки паропроводов составляет 40 - 60% от стоимости новых, а продление ресурса составляет 80 - 100 тыс. часов.

Альтернативный восстановительной термической обработке результат может быть получен путем увеличения достоверности и эффективности индивидуального контроля и определения живучести паропроводов вблизи и за пределами паркового ресурса.

Отраслевой Службой «Живучесть ТЭС», Костромским филиалом ВТИ, Костромской и Рязанской ГРЭС накоплен опыт индивидуального контроля гибов паропроводов, в том числе микроструктурного мониторинга, с использованием информационно-экспертной системы.

Создан, утвержден и применяется новый тип норматива - интерактивный компьютерный норматив, предназначенный для эффективного учета специфики индивидуального контроля гибов. При этом учитываются практически все факторы, в т.ч. такие, которые считались малосущественными. Основными из них являются: особенности технологии изготовления, истории нагружения, результаты эксплуатационного контроля, ремонта и замены гибов.

Важными свойствами интерактивного компьютерного норматива являются наглядность и оперативность просмотра всей общестанционной системы гибов. На мощных ТЭС количество таких гибов составляет 1000 и более.

Необходимость продления срока службы паропроводных гибов, эксплуатируемых в условиях ползучести, не позволяет без использования компьютерной технологии, интерактивного норматива и микроструктурного мониторинга обеспечить необходимую достоверность принимаемых решений. Для региональных центров «Живучесть ТЭС» (Костромская, Рязанская, Ставропольская, Березовская ГРЭС, Хабаровэнерго, Башкирэнерго, Тюменьэнерго) использование интерактивного компьютерного норматива регламентировано РД 34.17.МКС.007-97, РД 153-34.17.421.98 и РД 153-34.0-04.152-2001, а также приказом РАО «ЕЭС России» №126 от 20. 03.01.

Распространение опыта, накопленного по освоению интерактивного компьютерного норматива и микроструктурного мониторинга на основную часть стареющих ТЭС, определено приказом РАО «ЕЭС России» №142 от 29.03.01.

Увеличение наглядности и достоверности контроля, эксплуатируемых в условиях ползучести гибов, при использовании технологического комплекса «Живучесть ТЭС», определяет полезность и целесообразность его освоения на всех этапах жизни ТЭС. Это также предусмотрено приказом РАО «ЕЭС России» №142 от 29.03.01.

Для увеличения достоверности и эффективности индивидуального контроля паропроводных гибов, повышения их живучести одновременно с увеличением ресурса главным инженерам АО - энерго и АО - электростанций предлагается:

1. Ознакомиться с опытом Отраслевой Службы «Живучесть ТЭС» и Костромского филиала ВТИ по использованию интерактивного компьютерного норматива «Живучесть паропроводных гибов, эксплуатируемых в условиях ползучести».

2. Создать основу для применения интерактивного компьютерного норматива путем поэтапной реализации опыта его использования на Костромской и Рязанской ГРЭС.

3. Организовать стажировку специалистов электростанций, энергосистем, ремонтных предприятий в Отраслевой Службе «Живучесть ТЭС» (ВТИ, КГРЭС и РГРЭС).

Заместитель Председателя Правления РАО «ЕЭС России»	В.П. Воронин
Сопредседатель Межотраслевого Координационного Совета «Живучесть ТЭС», Советник Председателя Правления РАО «ЕЭС России»	А.Я. Копсов
Начальник Департамента Генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО «ЕЭС России»	М.И. Чичинский
Первый заместитель начальника Департамента научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России»	А.П. Ливинский
Руководитель отраслевой службы «Живучесть стареющих ТЭС» РАО «ЕЭС России»	Ю.Л. Израилев

Приложение 18 (справочное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Реестр участников (региональных центров) отраслевой системы «Живучесть ТЭС**	РД 153-34.0-20.605-2002-18ру

Костромская ГРЭС
Рязанская ГРЭС
Березовская ГРЭС
Ставропольская ГРЭС
Тюменьэнерго
Хабаровскэнерго
Башкирэнерго

Приложение 19 (справочное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС».	РД 153-34.0-20.605-2002-19бз

База знаний. Общие сведения об объектах

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на базу знаний ОС «Живучесть ТЭС», содержащую информацию по характеристикам энергетического оборудования, технологиям контроля, определения и восстановления живучести ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений.

РД устанавливает перечень объектов, требования к их атрибутам и кодированию.

РД предназначен для применения во всех структурных подразделениях ОС «Живучесть ТЭС» в качестве справочного материала и методического пособия при выполнении работ.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 База знаний разработана на основе результатов работ по контролю, определению, восстановлению живучести, проведенных в 1988-2001 г.г.

Сведения о вкладе специалистов в создание базы знаний по направлению «Живучесть ТЭС» приведены в Дополнении А.

1.2 В базу знаний включены описания различных ситуаций, определяющих состояние оборудования, параметры, характерные для этих ситуаций, а также используемые в ОС «Живучесть ТЭС» технологии.

1.3 Использование базы знаний позволяет проводить экспертные оценки живучести паропроводов, элементов ротора, литых корпусов цилиндров турбин и паропроводной арматуры.

1.4 Пополнение базы знаний осуществляется путем поэтапного преобразования информации, содержащейся в научных отчетах, статьях, книгах, диссертациях, в иную – целостную энциклопедию «Живучесть стареющих ТЭС». Эта энциклопедия создается как компьютерный интерактивный справочник.

2 ОБЪЕКТЫ БАЗЫ ЗНАНИЙ

2.1 База знаний включает следующие объекты:

- физико-математические модели жизненного процесса стареющих ТЭС;
- проблемно-ориентированный метаязык «живучесть»;
- параметры (живые меры) системы, характеризуемой жизненным циклом;
- феноменологические свойства живучести оборудования с учетом правила золотого сечения (Дополнение Б);
- модели полей физических величин, позволяющие определить живучесть оборудования (температур, деформаций, повреждений и др.);
- алгоритм оценки живучести с помощью принципа локальности повреждений (Дополнение В);
- технологии измерения и восстановления живучести паропроводов (в т.ч. гибов, и прямых труб), литых корпусов и элементов роторов турбин, лопаток (Дополнение Г);
- алгоритмы экспертизы живучести ответственных элементов оборудования, зданий сооружений (см. интерактивные нормативы);
- нормативные требования к метрологическим и технологическим средствам, схемно-конструктивным и режимным решениям, относящиеся к работам по «Живучести ТЭС»;
- атласы видеоизображений различных повреждений ответственных элементов обрудования, зданий и сооружений.

2.2 Все объекты в соответствии со своим назначением отнесены к разделам:

- теория контроля, определения, восстановления живучести;
- описание конструктивных особенностей технологического оборудования и его характеристики;
- описание технологий контроля и определения живучести;
- описание технологий восстановления живучести;
- описание технических средств;
- методические требования и рекомендации по проведению работ.

3 АТРИБУТЫ ОБЪЕКТОВ И ПРИНЦИП КОДИРОВАНИЯ

3.1 В зависимости от вида объект может иметь от 3-х до 30 атрибутов. Атрибуты включают как стандартные технические характеристики (например, тип, диапазон, габариты и т.д.), так и специфические характеристики, определенные видом объекта (например, уравнение).

3.2 Для кодирования объектов используется специально разработанная система кодов, позволяющая получить 16-ти позиционный идентификатор для любого объекта как существующего так и нового, который может быть включен в базу знаний в процессе развития ОС «Живучесть ТЭС».

Дополнение А к РД 153-34.0-20.605-2002-19бз

ЛИЧНЫЙ ВКЛАД АВТОРОВ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ «СИСТЕМЫ ИНДИВИДУАЛЬНОГО МОНИТОРИНГА ПОВРЕЖДЕНИЙ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЦЕНТРОВ «ЖИВУЧЕСТЬ ТЭС» ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ БАЗЫ ЗНАНИЙ

Израилев Ю.Л.: Системно-научно-метролого-технологическое руководство по проблеме «Живучесть ТЭС» в целом а также – ответственный исполнитель по технологиям микроструктурного мониторинга, восстановления живучести ответственных элементов путем удаления части локальных повреждаемых зон и перевода РВД, РСД на эксплуатацию с инертным газом в ЦПР, по системе критериев живучести, по интерактивному нормативу и курсу повышения квалификации (роторы, лопатки, гибы паропроводов).

Лубны-Герцык А.Л.: участие в создании базы знаний, ответственный исполнитель по совершенствованию системы алгоритмов.

Трубачев В.М.: руководитель направления и ответственный исполнитель по проблемам живучести паропроводов и учета влияния микроструктуры на живучесть.

Штерншис А.З.: руководитель направления и ответственный исполнитель по комплексу компьютерных технологий.

Горбачев А.Н.: ответственный исполнитель по технологиям видео, вихретокового и ультразвукового контроля.

Беляков А.В.: руководитель направления и ответственный исполнитель по технологии «ЭИЛ–кольчуга» для защиты лопаток.

Куликов В.Н.: ответственный исполнитель по технологиям вихретокового и электропотенциального контроля, по технологии «ЭИЛ–кольчуга» для защиты лопаток..

Лейпунский И.О.: руководитель направления по проблемам видео, вихретокового и ДАО – контроля и по электронной микроскопии.

Березкина Н.Г.: ответственный исполнитель по ДАО контролю и электронной микроскопии.

Воронин В.П.: руководитель направления и ответственный исполнитель по проблемам живучести лопаток паровых турбин ТЭС с использованием технологии «ЭИЛ–кольчуга».

Ливинский А.П.: руководитель направления и ответственный исполнитель по проблеме живучести паропроводов.

Загретдинов И.Ш.: ответственный исполнитель по проблеме живучести паропроводов.

Назаров В.Е.: ответственный исполнитель по технологии интерактивного норматива.

Котельников В.Ф.: ответственный исполнитель по технологии интерактивного норматива.

Клойзнер С.И.: руководитель направления и ответственный исполнитель по технологии интерактивного норматива – курса повышения квалификации персонала.

Антонов Е.А.: ответственный исполнитель по технологиям ультразвукового и вихретокового контроля.

Шкуратов А.А. руководитель направления и ответственный исполнитель по комплексу электронных технологий.

Сорокин А.Б.: ответственный исполнитель по технологии «ЭИЛ–кольчуга».

Половникова М.Ю.: ответственный исполнитель по технологии микроструктурного мониторинга.

Картинская О.А.: ответственный исполнитель по технологии интерактивного норматива сварных соединений на РГРЭС.

Хапонен Н.А.: системное руководство по комплексной проблеме «Живучесть паропроводов ТЭС».

Дополнение Б к РД 153-34.0-20.605-2002-19бз

ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИВУЧЕСТИ ОБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ПРАВИЛА ЗОЛОТОГО СЕЧЕНИЯ

1 Феноменология живучести построена на главных феноменах (греч.: phainomenon – являющееся), явлениях, характеризующих проблемное своеобразие живучести, в т.ч.:

- частичное или полное «стирание памяти» при удалении части поверхностного слоя и повреждаемых зон в процессе подготовки оборудования к контролю и/или при восстановлении живучести;
- локальность повреждаемых зон, определяющая тактику и стратегию их контроля и восстановления живучести элементов, содержащих такие повреждения;
- датчики живучести и трещиностойкости системы повреждений, определенные как повреждения, допустимые для эксплуатации оборудования, их содержащего. Такие датчики – наиболее информативные средства измерения повреждений в наиболее «слабых звеньях»;
- «семья» родственных, подобных элементов – важнейшая структурная часть системы контроля и восстановления живучести; «семья», содержащая наиболее поврежденные элементы, своеобразный «лидер», характеризующий поведение соответствующего множества (парка);
- мера родства разнородных, на первый взгляд, элементов – мощное средство для прогноза грядущих повреждений однотипного парка на основе результатов исследования аналога. Таковыми глубокими аналогами для парка корпусов цилиндров высокого и среднего давления являются корпуса стопорных клапанов, а для роторов высокого и среднего давления – паропроводы свежего пара;
- процесс старения ТЭС, как метрологический феномен, определен таким важнейшим средством познания, который именуется в теории живучести «обратная, достоверно формулируемая задача»: здесь достоверность выражена как соответствующий проблемной ситуации минимум различия между модельным решением (прогноз) и фактом. На таком моделировании явно или неявно основаны решения по срокам дальнейшей эксплуатации поврежденных элементов оборудования ТЭС.

2 Для локальных, наиболее повреждаемых зон (поверхностные слои в роторах, дисках, лопатках, паропроводах и трещиноватые зоны в корпусах и дисках в условиях коррозии), содержащих конструкционные концентраторы, определены безразмерные критерии, характеризующие распределения упругих напряжений (три существенно различные области) и необратимых, в том числе упругих пластических деформаций. Формула Нейбера-Махутова-Биргера, определяющая связь между коэффициентами концентрации упругих и необратимых деформаций, напряжений в точке их максимума, обобщена для локальной зоны. Это позволило создать алгоритм расчета поля повреждений в этой зоне для обоснования толщины и периодичности удаляемого поверхностного слоя при восстановлении живучести.

3 Для поверхностных слоев, особенно в зонах конструкционных концентраторов, в т.ч. при развитии в них трещин, обосновано действие, правила «золотого сечения».

4 При периодическом восстановлении живучести необходимо удалять часть повреждаемого поверхностного слоя (δ_y) с периодичностью $\Delta\tau_y$ в соответствии с соотношениями

$$\delta_y = 0{,}38\delta_{пр}; \quad (1)$$

$$\Delta\tau_y = 0{,}38\Delta\tau_{пр}. \quad (2)$$

Здесь $\delta_{пр}$ – это предельная толщина поверхностного слоя, при снятии которого накопленное повреждение уменьшается почти на порядок. Для роторов $\delta_{пр}$ принята равным 0,4 мм, при этом $\delta_y \approx 0{,}15$ мм, а $\Delta\tau_{пр}$.- продолжительность эксплуатации до образования предельно допустимого поврежденного слоя толщиной $\delta_{пр}$; $\Delta\tau_{пр} \approx 40$ тыс. часов.

Правило «золотого сечения» характеризует также такое важнейшее свойство как *взаи-*

мовлияние трещин и или концентраторов. Это взаимовлияние определено формулой:

$$f(\overline{L}) = 1 - \exp(-0{,}38\overline{L}). \quad (3)$$

Здесь $\overline{L} = l / L$, где l –глубина концентратора или трещины, L -расстояние между ними, 0,38 – параметр "золотого сечения".

Не менее существенным проявлением свойства "золотого сечения" является то, что координаты *особых точек* ($\overline{x}_0$) для трещин $\left(\overline{x}_0^{(mp)}\right)$ и концентраторов $\left(\overline{x}_0^{(к)}\right)$ связаны соотношением:

$$\overline{x}_0^{(mp)} \approx 0{,}62 \approx \sqrt{\overline{x}_0^{(к)}} \approx \sqrt{0{,}38} \quad (4)$$

Здесь 0,38 и 0,62 – классические параметры «золотого сечения».

Иное проявление свойства «золотого сечения» получено при резонансной вибродиагностике цельнокованых роторов. Эффективность резонансного отклика на трещину в роторе достигнута в случае, когда добротность ротора (Q_p) и предельная добротность механической колебательной системы типа «камертон» ($Q_{пр}$) связаны соотношением

$$Q_p \approx 0{,}38 Q_{пр}. \quad (5)$$

5 Важнейшим метролого-технологическим средством определения меры живучести локальных повреждаемых зон является датчик живучести. Почти универсальным датчиком живучести является способ микроструктурного мониторинга (микрообразцы), позволяющий на основе сличения с портретами повреждений, для которых известны ***КО***, определить живучесть.

Имеющаяся система портретов образцов и эталонов микроповреждений и макродефектов соответствующих баз повреждений и компьютерных атласов (портреты микроструктуры, ДАО– и видеопортреты макроповреждений) периодически пополняется.

6 Для обработки результатов контроля и определения живучести используется постоянно совершенствующаяся система численных моделей, алгоритмов и экспертных правил решения многообразных задач, определяющих проблематику живучести, в т.ч.: модели полей температур, полей упругих и упруго–пластических деформаций, включая зоны концентраторов, полей повреждений и электропотенциала, включая зоны дефектов, эффективный алгоритм определения резонансного отклика на трещины, развивающиеся в роторах со стороны наружной поверхности.

7 Учет феноменологических свойств позволил создать метрологическую часть базы знаний теории живучести, являющейся неотъемлемым сущностным элементом отечественной традиции и знания в области тепловой энергетики.

Дополнение В к РД 153-34.0-20.605-2002-19бз

АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ЖИВУЧЕСТИ С ПОМОЩЬЮ ПРИНЦИПА ЛОКАЛЬНОСТИ ПОВРЕЖДЕНИЙ

1 ИСТОРИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ПРОБЛЕМЫ

В объективной науке принцип локальности для механики сплошной упругой, однородной среды сформулирован Сен-Венаном в 1853г.

Для решения проблемы контроля - восстановления – определения живучести ответственных элементов технических систем существенно, что принцип Сен-Венана сформулирован для локальности нагружения (силовой локальности). При этом справедливо утверждается: на расстояниях, существенно превышающих наибольший линейный размер области приложения нагрузок, напряжения и деформации пренебрежимо малы.

В дальнейшем этот принцип обобщен и применяется для упругопластических решений.

2 МЕТРОЛОГО - КОГНЕТИВНЫЙ АСПЕКТ ПРОБЛЕМЫ

Принцип повреждения - разрушения всякой живой системы осознан и освоен практически всеми интеллектуальными системами. Локальность повреждаемых зон, их неравномерность, неоднородность - важнейшее свойство процесса повреждения. Даже почти идеально равномерные воздействия (излучение, поле центробежных сил, температурное нагружение и т.д.) вызывают неоднородные, локальные отклики.

Типы локальности:

- локальность *нагружения*;
- локальность геометрии (конструкционные концентраторы);
- локальность повреждений;
- ключевая роль принципа локальности в теории познания осознается с учетом того, что всякое действие локализовано, в т.ч. в пространстве и времени. Оно индивидуально, невоспроизводимо;
- особо важный тип локальных действий признан в теории познания как экзистенция. Это понятие характеризует наиболее глубокие сущностные переживания - осознания, т.е. действия в т.ч. мысли действия, определяющие Суть.

3 ЯВНОЕ РЕШЕНИЕ

Явное решение проблемы обобщения принципа локальности для неоднородных, повреждаемых технических систем, содержащих локальное поле повреждений получено для ответственных элементов оборудования (роторы паровых турбин).

Поверхностный слой определен как часть поверхности, на которой по толщине слоя металла ($\delta_{пр}$) максимальное, предельное повреждение уменьшается почти на порядок.

Для роторов $\delta_{пр} \approx 0{,}4\text{-}0{,}5$ мм.

Периодическое восстановление живучести эффективно реализовать на основе понятия *«золотого сечения»*.

Толщина удаляемого периодически слоя (δ_j) и продолжительность периода между указанными $\Delta\tau_j$ удалениями определены соотношениями (1)[1] и (2).

Величина $\Delta\tau_{пр}$ для роторов высокого и среднего давления турбин ТЭС принята равной 100 тыс.ч.

Для трещин и концентраторов характер их взаимодействия также определен свойством золотого сечения согласно (3).

Необходимая универсальность алгоритмов расчетов для тел с трещинами и концентраторами получена при введении понятия особой точки ($\bar{x}_0$ - особая). Определение номиналь-

[1] Здесь и далее указаны номера уравнений, приведенные в Дополнении Б.

ных напряжений в этой точке позволяет практически при любых нелинейностях нагрузки исключить этот важнейший фактор как существенную переменную. Принципиально важно, что положение особой точки в теле, содержащем трещину ($\bar{x}_0^{mp}$) или концентратор ($\bar{x}_0^{к}$) связаны соотношением (4).

Свойство золотого сечения определяет эффективность резонансной диагностики трещин в роторах. Необходимая эффективность обеспечивается, когда добротность (Q) такой колебательной системы, как ротор с трещиной (Q_{mp}) определена соотношением (5).

Здесь $Q_{пр}$ - предельная добротность, близкая к добротности камертона, т.е. 4-5 тыс.ч.

В основах теории живучести обосновано подобие резонансной (АЧХ - амплитудно – частотной характеристики) кривой и статистического распределения (нормального).

Таким образом, понятие экзистенции получило явное решение для случая локальных повреждаемых зон.

Для роторов турбин ТЭС обобщенный принцип локальности, определяющий процесс контроля – восстановления - определения живучести проверен в процессе натурного эксперимента. В роторе высокого давления турбины К-200-130 ЛМЗ, в зоне придисковой галтели 1-ой ступени периодически (не менее 7 раз) удалялась часть поверхностного слоя в соответствии с формулами (2) и (3). При этом контроль микроструктуры с помощью шлифов и реплик позволял удостовериться в эффективном восстановлении живучести (микротрещины и микроструктуры размером более 2 – 3 мм отсутствовали).

Для расчета полей повреждений в локальных зонах эффективны физико-математические модели, позволяющие описать распределение нелинейных деформаций, накопленных в таких зонах. Явные выражения для локального поля упругопластических деформаций и повреждений получены и используются в системе индивидуального мониторинга повреждений региональных центров «Живучесть ТЭС».

Дополнение Г к РД 153-34.0-20.605-2002-19бз

ТЕХНОЛОГИИ ИЗМЕРЕНИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЖИВУЧЕСТИ ПАРОПРОВОДОВ, ЛИТЫХ КОРПУСОВ, ЭЛЕМЕНТОВ РОТОРОВ ТУРБИН, ЛОПАТОК

1 ТЕХНОЛОГИИ ИЗМЕРЕНИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЖИВУЧЕСТИ

1.1 ***Вихретоковая*** технология контроля макродефектов, выходящих на контролируемую поверхность элементов оборудования.

Дефекты выявляются с помощью данной технологии без зачистки контролируемой поверхности. Впервые в отечественной энергетике с помощью этого средства решена задача контроля тепловых канавок роторов высокого и среднего давления (РВД и РСД) без удаления слоя окалины. Опыт использования этой технологии свыше 10 лет на ТЭС, в энергосистемах и ремонтных предприятиях (свыше 25 предприятий) выявил ее высокую эффективность, достоверность и надежность.

1.2 Технология видеоконтроля

Технология служит для документирования макродефектов, особенно внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов (центральная полость ротора, корпуса арматуры, котельные коллекторы, питательные трубопроводы и др.). Для центральных полостей РВД и РСД это средство регламентировано циркуляром Ц–11–98(т).

1.3 ДАО – технология

Технология позволяет выявить *во всех типах элементов оборудования, зданий и сооружений* макродефекты, выходящие на контролируемую поверхность. Эта технология эффективно дополняет вихретоковую, имеет преимущества перед цветной и магнитопорошковой дефектоскопией.

1.4 Микроструктурный мониторинг

Микроструктурный мониторинг используется для определения меры микроповреждения в наиболее опасных зонах наиболее ответственного оборудования. Она регламентирует отбор микрообразцов (в тепловых канавках, придисковых галтелях, центральной полости ротора, в зоне растянутой образующей гиба и т.д.), фактически не ухудшая напряженно–деформированное состояние оборудования, не увеличивая его повреждение. Главное преимущество этой технологии при сопоставлении со способами реплик и переносного микроскопа – «живой» металл, а по сравнению со способом «скола» отсутствие деформации микроструктуры и допустимость взятия микрообразцов там, где сколы недопустимы. Микроструктурный мониторинг, не отменяя свои аналоги, существенно их дополняет.

1.5 Технология «датчик живучести»

Технология применяется при восстановлении живучести содержащих трещиноватые зоны литых корпусов турбин и крупной паропроводной арматуры. Технология основана на использовании «датчик живучести» – естественного трещиноподобного дефекта, оставляемого в корпусе до следующего контроля. При глубине трещиноватой зоны, не превышающей 1/3 толщины стенки корпуса, созданная технология регламентирует частичную выборку трещиноватости без заварки выборки. Принципиально важно, что именно такие неглубокие выборки составляют большинство по парку литых корпусов. В случае глубоких и сквозных выборок технология регламентирует индивидуальные решения с частичной заваркой выборки.

1.6 Технология удаления поверхностного слоя и микроповреждений

Технология применяется при восстановлении живучести разных ответственных элементов оборудования. В РВД и РСД проводят периодическое удаление части поверхностного слоя в тепловых канавках, придисковых галтелях и центральной полости.

Для восстановления живучести насадных дисков, повреждаемых коррозией под напряжением в зоне фазового перехода среды, создана технология, основанная на удалении макроповреждений и профилактическом удалении поверхностного слоя, содержащего микроповреждения в характерных зонах (разгрузочные отверстия, полотно и ступица диска).

Для восстановления живучести крупного крепежа разъемов корпусов турбин и арматуры путем удаления одного–трех наиболее нагруженных витков после выявления в них повреждений.

В опытном порядке только на двух ГРЭС (Костромская и Рязанская) технология используется для восстановления живучести гибов паропроводов. Суть этой технологии – удаление части поверхностного слоя гиба, содержащего микропоры, цепочки микропор, микротрещины и макротрещины. В простейшем случае после удаления поврежденного слоя толщина стенки гиба остается в допустимых пределах. В иных случаях временная эксплуатация гиба осуществляется в соответствии со специальной программой.

2 КОМПЛЕКСЫ ТЕХНОЛОГИЙ ИЗМЕРЕНИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЖИВУЧЕСТИ

2.1 Комплекс технологий восстановления и измерения живучести РВД и РСД

Этот комплекс включает технологии удаления окалины и части поверхностного слоя, вихретокового, видеоконтроля, микроструктурного мониторинга, УЗД–контроля, технологию герметизации центральной полости и заполнения ее инертным газом в соответствии с циркулярами Ц–05–97(т), Ц-11-98(т), Ц-12-98(т), Ц-01-2001(т).

2.2 Комплекс технологий выявления наиболее опасных зон контроля и восстановления живучести гибов паропроводов

Опасные зоны определяются по комплексу показателей: минимальная толщина стенки, показания вихретокового, ДАО – и УЗК – контроля. Экспертизу микроповреждений осуществляют по показаниям, полученным с помощью реплик и переносного микроскопа. В наиболее поврежденных локальных зонах, определенных с помощью реплик и микроскопа, берут микрообразцы. На основе анализа микрообразцов принимают окончательное решение, в т.ч. о возможности восстановления живучести гиба, в соответствии с циркуляром Ц-03-2001(т) и РД 153-34.0-04.152-2001, РД 153-34.0-МКС 21-2001.

2.3 Комплекс технологий «ЭИЛ-кольчуга» для восстановления живучести лопаток паровых турбин

Комплекс основан на методе электроискрового легирования. Этот комплекс включает систему критериев живучести, атлас повреждений, систему установок, вибраторов, нормативно-технической документации.

Система критериев живучести лопаток с «ЭИЛ-кольчугой» включает: обоснование нецелесообразности требования сплошности защитного слоя, определяемого как «ЭИЛ-кольчуга»; необходимости отсутствия трещиноподобных дефектов в основном металле лопаток как до создания «ЭИЛ-кольчуги», так и в процессе эксплуатации.

Приложение 20 (обязательное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий, сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС». **Правила передачи технологий в региональные центры**	РД 153-34.0-20.605-2002-20пл

Настоящий Руководящий документ (далее РД) распространяется на региональные центры и устанавливает правила передачи технологий, разработанных ОТС, в региональные центры.

РД предназначен для разработчиков технологий и технических средств, используемых в ОС «Живучесть ТЭС».

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Правила передачи технологий в РЦ разработаны на основе принятой практики передачи интеллектуальной собственности от ее правообладателя (лицензиара) к покупателю (лицензиату).

1.2 Введение данного РД позволит избежать спорных ситуаций, связанных с распространением разработанной уникальной технологии.

2 ПРАВИЛА ПЕРЕДАЧИ ТЕХНОЛОГИЙ В РЦ

2.1 На разработанные технологии составляется вся необходимая документация, которая регистрируется в ОТС «Живучесть ТЭС».

2.2 Передача зарегистрированных в ОТС технологий производится на основании лицензионного договора, форма которого приведена в Дополнении А.

2.3 При заключении договора ООО «Живучесть - 3» выдает документ, подтверждающий право интеллектуальной собственности.

Дополнение А к РД 153-34.0-20.605-2002 20пл

ФОРМА ЛИЦЕНЗИОННОГО ДОГОВОРА

ЛИЦЕНЗИОННЫЙ ДОГОВОР
(договор о передаче/получении права на использование научно-технической продукции)

«___»_____200 г. г. Москва №_____

ООО «Живучесть 3» именуемое в дальнейшем Лицензиар, в лице генерального директора ....., действующего на основании Устава с одной стороны, и

_____
(наименование юридического лица)

именуем__ в дальнейшем Лицензиат, в лице _____

_____
(должность, Ф.И.О.)

действующего на основании_____, с другой стороны, принимая во внимание, что:

А. Лицензиар является правообладателем научно-технической продукции по разделу 2 настоящего договора (далее НТП);

Б. Лицензиар действует по соглашению с другим(и) правообладателем(ями) НТП в части, получившей правовую охрану, согласно приложению 1 к настоящему договору;

В. Лицензиат желает приобрести на условиях настоящего договора право на использование НТП,

Заключили настоящий договор (далее – Договор) о нижеследующем:

1 Определение терминов

1.1 «Продукция по лицензии»_____

_____
(объекты и (или) работы/услуги, которые будут произведены/осуществлены на основе лицензии)

1.2 «Территория»_____
(регионы, районы, хозяйствующие субъекты, на территории которых предоставляется право использования НТП)

2 Объект договора

2.1 Объектом Договора является_____

_____
(наименование передаваемой научно-технической продукции)

2.2 Назначение, область применения, краткое описание и состав передаваемой научно-технической продукции содержится в приложении 2 к Договору, которое является его неотъемлемой частью.

3 Предмет договора

3.1 Лицензиар предоставляет Лицензиату на срок действия Договора исключительную лицензию на использование НТП на «Территории».

4 Обязательства, права и гарантии сторон

4.1 Лицензиар обязуется:
4.1.1 Передать Лицензиату НТП в полном объеме согласно Приложения 2, в течение_____ дней со дня вступления в силу Договора;
4.1.2 Другие обязательства_____

_____

_____

4.2 Лицензиат обязуется:
4.2.1 В течение_____дней со дня выполнения обязательства по п.4.1.1 принять указанную НТП;
4.2.2 Производить финансовые расчеты в соответствии с разделом 6 Договора;
4.2.3 Освоить _____
не позднее _____
4.2.4 Другие обязательства_____

_____

4.3 Стороны обязуются:
4.3.1 В течение срока действия Договора незамедлительно информировать друг друга обо всех произведенных усовершенствованиях и изменениях, касающихся НТП. Изменения, производимые Лицензиатом, в обязательном порядке согласовываются с Лицензиаром.
4.3.2 В первую очередь предлагать друг другу вышеуказанные усовершенствования и изменения на условиях, оформленных в установленном порядке дополнительным соглашением к Договору.
4.4 Лицензиар гарантирует, что он вправе предоставлять данную лицензию (Приложение 1).
4.5 Лицензиат гарантирует производство/осуществление «Продукции по лицензии» в полном соответствии с полученной технической документацией и инструкциями Лицензиара.
4.6 Лицензиат будет передавать Лицензиару все запросы на «Продукцию по лицензии, которые он получит от субъектов вне «Территории».

5. Порядок передачи научно-технической продукции

5.1 Передача НТП оформляется актом приемки-передачи произвольной формы.
5.2 Датой передачи НТП считается дата подписания сторонами акта приемки-передачи.
5.3 Если в течение ____месяцев после получения НТП Лицензиат установит ее неполноту или неправильность, должен быть составлен двусторонний акт, в котором определяются перечень недостатков, порядок и сроки их устранения. Лицензиар обязан в соответствии с этим актом провести доработку передаваемой документации за свой счет.

6 Платежи и порядок расчетов

6.1 За предоставление прав, предусмотренных разделом 3 Договора, Лицензиат уплачивает Лицензиару фиксированный платеж (включая НДС) в размере

_____
(сумма цифрами в тысячах рублей и прописью)

единовременно после вступления Договора в силу.

7 Обеспечение конфиденциальности

7.1 Стороны берут на себя обязательства по сохранению конфиденциальности сведений об НТП, передаваемой согласно приложениям 1, 2. Стороны предпримут все необходимые меры для того, чтобы предотвратить полное или частичное разглашение указанных сведений или ознакомления с ними третьих лиц без взаимной договоренности.

7.2 Обязательства по п.7.1 сохраняют свою силу и после истечения срока действия Договора.

8 Ответственность сторон

8.1 За неисполнение обязательств и гарантий, предусмотренных разделами 4 и 7 Договора, виновная сторона возмещает потерпевшей стороне реальный ущерб и упущенную выгоду.

8.2 За ненадлежащее исполнение обязательств (помимо предусмотренных п.8.3) виновная сторона возмещает потерпевшей стороне реальный ущерб.

8.3 За нарушение установленных п.6.1 Договора сроков перечисления платежа Лицензиат уплачивает Лицензиару пеню в размере _____% суммы просроченного платежа за каждый день просрочки.

8.4 Размеры, сроки и порядок возмещения реального ущерба и упущенной выгоды, возникших вследствие неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств и гарантий по Договору, определяются комиссией, формируемой из равного числа представителей сторон.

9 Срок действия, изменение и расторжение договора

9.1 Срок действия Договора

начало «___»_____200 г.

окончание «___»_____200 г.

9.2 Любые изменения условий Договора оформляются дополнительным соглашением сторон.

9.3 Договор может быть расторгнут по обоюдному соглашению сторон или по решению суда в случае, если сторонами не достигнуто обоюдное согласие о расторжении Договора.

10 Прочие условия

10.1 Права и обязанности Лицензиата по Договору не могут быть переуступлены третьим лицам без письменного на то согласия Лицензиара.

10.2 Лицензиару предоставляется право определить перечень предприятий-потребителей, имеющих преимущества на первоочередной заказ «Продукции по лицензии».

10.3 В случае расторжения Договора из-за невыполнения Лицензиатом принятых обязательств, он лишается полученного по Договору права использовать НТП в любой форме и обязан возвратить ее Лицензиару.

10.4 Споры, связанные с заключением, изменением и расторжением Договора, а также при его исполнении, рассматриваются по иску заинтересованной стороны _____ судом по месту нахождения _____

(арбитражным, третейским) (лицензиара, лицензиата)

11 Адреса и расчетные счета сторон

Лицензиар _____
(почтовый и телеграфный индекс и адрес)

_____
(ИНН, БИК и банковские реквизиты)

_____

_____
(телефон)

Лицензиат _____
(почтовый и телеграфный индекс и адрес)

_____
(ИНН, БИК и банковские реквизиты)

_____

_____
(телефон)

12 Приложения

К настоящему договору прилагаются:
1 Справка о правовой принадлежности передаваемой НТП.
2. Краткое описание и состав передаваемой НТП.

Лицензиар	Лицензиат
_____ (должность)	_____ (должность)
_____ _____ (Ф И О) (подпись)	_____ _____ (Ф И.О) подпись)
«___»_____200 г.	«___»_____200 г.
М.П	М.П.

Приложение 21 (справочное)
Руководящий документ

Отраслевая система индивидуального мониторинга повреждений ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть стареющих ТЭС».	РД 153-34.0-20.605-2002-21ио

Информационное обеспечение

Настоящий Руководящий документ (далее РД) содержит информацию (монографии, справочники, диссертации, авторские свидетельства, нормативные материалы), необходимую для реализации технологии контроля, восстановления и определения живучести ответственных элементов оборудования, зданий и сооружений региональных центров «Живучесть ТЭС».

РД устанавливает перечень источников информации и их классификацию.

РД предназначен для применения во всех структурных подразделениях ОС «Живучесть ТЭС» в качестве справочного материала и методических пособий при выполнении работ.

1 МОНОГРАФИИ, СПРАВОЧНИКИ И ДИССЕРТАЦИИ

1.1 Интерактивный справочник «Энциклопедия «Живучесть ТЭС».

1.2 Израилев Ю.Л. Основы теории живучести турбин. Рекомендации и опыт реализации. В 2-х томах. М., 1991.

1.3 Дьяков А.Ф., Израилев Ю.Л. Рекомендации по реализации системного подхода к проблеме живучести и ресурса ответственных элементов оборудования ТЭС в запредельной области. М., СПО Союзтехэнерго, 1990.

1.4 Дьяков А.Ф., Трофимов Ю.В., Израилев Ю.Л., Найманов О.С., Денисов В.Е., Штромберг Ю.Ю., Козлов А.П. Рекомендации по увеличению периодичности капитальных ремонтов энергоблоков ТЭС. М., СПО Союзтехэнерго.

1.5 Израилев Ю.Л., Тросман В.Б., Лубны-Герцык А.Л. Рекомендации по использованию резонансного метода выявления трещин в роторах. М., СПО Союзтехэнерго.

1.6 Фролов К.В., Израилев Ю.Л., Махутов Н.А., Морозов Е.М., Партон В.З. Расчет термонапряжений и прочности роторов и корпусов турбин. М., Машиностроение, 1988.

1.7 Численные методы решения задач термопрочности в энергетике. (Под редакцией Ю.Л. Израилева и В.П. Трушечкина). М., Энергоиздат, 1981.

1.8 Израилев Ю.Л. Долговечность роторов турбин, работающих в условиях глубокого регулирования нагрузки энергосистем ИНФОРМЭНЕРГО, СЦНТИ ЭНЕРГОНОТ ОРГРЭС. М., 1976.

1.9 Frolov K.B., Izrailev Yu.L., Makhutov N.A., Morozov E.M., Parton V.Z. Thermal stresses and strenght of turbines: calcuiation and design. New York - London, Hemispere publishing corporation, 1990.

1.10 Израилев Ю.Л. Термонапряженные, деформированные состояния и повышение ресурса роторов, корпусов турбин с использованием критериев трещиностойкости. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Л., 1988.

1.11 Израилев Ю.Л. Исследование маневренности турбины К-300-240 ЛМЗ применительно к условиям глубокого регулирования нагрузки энергосистем. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., 1975.

1.12 Монография «Живучесть стареющих тепловых электростанций». Под редакцией А.Ф. Дьякова и Ю.Л. Израилева. Издание 3-е. Москва, Издательство НЦ ЭНАС, 2000.

1.13 Монография «Живучесть паропроводов стареющих тепловых электростанций» Под редакцией Ю.Л. Израилева и Ф.А. Хромченко. Издательство ИГЭУ, 2000.

1.14 Брызгин О.В. Увеличение живучести роторов и корпусов турбин как аспект создания группы отраслевых образцов стареющих ТЭС. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Иваново, 1997.

1.15 Богачко Ю.Н. Обеспечение живучести и повышение эффективности работы дубль-блоков 300 МВт. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Иваново, 1998.

1.16 Березкина Н.Г. Методы и технология измерения дефектности оборудования по «аммиачному отклику» и их использование для повышения надежности и эффективности работы ТЭС. Иваново, 1998.

1.17 Копсов А.Я. Основы теории живучести литых корпусов турбин стареющих ТЭС: Измерение повреждений, определение и уменьшение категорий опасности. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Иваново. 1999.

1.18 Штромберг Ю.Ю. Совершенствование отраслевой системы нормативов по измерению повреждений и живучести паропроводов и труб поверхностей нагрева парогенераторов ТЭС. Иваново, 1999.

1.19 Суворов Д.М. Разработка методов технической диагностики и защиты от коррозионного растрескивания дисков паровых турбин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., 1990.

1.20 Васильев М.К. Исследование теплофикационных режимов атомных электростанций с турбинами К-500-65/3000 и ТК-450/500-60. М., 1982.

1.21 Плоткин Е.Р. Исследование термонапряженного состояния узлов с целью совершенствования переходных режимов и повышения маневренности паровых турбин энергоблоков. Автореферат на соискание ученой степени доктора технических наук. Ленинград, 1985.

1.22 Рекомендации по реализации системного подхода к проблеме живучести и ресурса ответственных элементов оборудования ТЭС в запредельной области./А.Ф. Дьяков, Ю.Л. Израилев, М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.

1.23 Дитяшев Б.Д. Повышение живучести паропроводов ТЭС на основе совершенствования опорно-подвесной системы. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Иваново, 2000.

1.24 Копсов А.Я. Увеличение живучести литых корпусов турбин и паропроводов стареющих ТЭС. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Иваново, 2001.

1.25 Балдин Н.Н. Повышение живучести паропроводных гибов, эксплуатируемых в условиях ползучести на стареющих ТЭС. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Иваново, 2001.

1.26 Перлин П.И. Применение регулярного представления сингулярных интегралов к решению второй основной задачи теории упругости. ПММ, 1976, 40, № 2, с.366-371.

1.27 Штерншис А.З. Концентрация напряжений в соединении толстостенных труб. Машиноведение, 1984, № 6, с.107-110.

1.28 Kupreev N. and Shternshis A. Using 3-D method of boundary elements for calculation of stresses and displacement distribution for engineering objects of complex structure. Int. J. of Computer Applications in Technology, Vol. 7, Nos 2/3/4, pp. 229-232, 1994.

2 ИЗОБРЕТЕНИЯ

2.1 Ю.Л. Израилев, Н.А. Махутов, Г.П. Никишков. Способ определения ресурса деталей. А.с. 769033, опубл. в Б.И., 1980, №37.

2.2 Ю.Л. Израилев, И.И. Гольдберг, П.Л. Сурис, А.А. Чичигов. А.с. 1018494. Способ повышения долговечности ротора турбомашины. А.с. 1018494, опубл. в Б.И., 1987, №39.

2.3 Ю.Л. Израилев, А.З. Зиле, М.Н. Руденко, В.И. Тривуш. А.с. 892257. Способ определения дефекта ротора турбомашины. А.с. 892257, опубл. в Б.И., 1981, №47.

2.4 Ю.Л. Израилев, В.А. Вайншток, Г.В. Мухопад. Способ определения ресурса деталей.. А.с. 962792, опубл. в Б.И., 1982, №86.

2.5 Ю.Л. Израилев, А.Ш. Лейзерович, В.Д. Миронов, Н.А. Махутов. Автоматическое устройство для контроля за накоплением повреждаемости деталей. А.с. 724975, опубл. в Б.И., 1980, №12.

Б.И., 1980, №12.
2.6 Ю.Л. Израилев, Е.Р. Плоткин. Устройство для контроля температурного состояния ротора турбины. А.с. 568731 Опубл. в Б.И., 1977, №30.
2.7 Ю.Л. Израилев, В.Ф. Гуторов, Ю.Н. Богачко и др.1011872. Способ охлаждения ротора турбомашины. А.С.1011872, опубл. в Б.И., 1983, №14.
2.8 Ю.Л. Израилев, А В. Гофайзен, Г.А. Чистяков и др. Корпус трубопроводной арматуры А.с. 934122, опубл. в Б.И., 1982, №21.
2.9 Ю.Л. Израилев, Г.Д. Авруцкий, В.Ф. Гуторов. Система обогрева фланцев и шпилек корпуса паровой турбины А.с. 576429, опубл. в Б.И., 1977, №38.
2.10 Ю.Л. Израилев, П.Л. Сурис, Э.И. Тажиев. А.с. 708064. Система обогрева фланцев и шпилек корпуса паровой турбины. А.с. 708064, опубл. в Б.И., 1980, №1.
2.11 Ю.Л. Израилев, Э.И. Тажиев, Я.В. Цыганенко.. Система обогрева фланцевых соединений паровой турбины. А.с. 817276, опубл. в Б.И., 1981, №12.
2.12 Ю.Л. Израилев, Г.Д. Авруцкий, В.Ф. Гуторов.. Обогреваемое фланцевое соединение корпуса турбины А.с. 808669, опубл. в Б.И., 1981, №8.
2.13 Ю.Л. Израилев, Ю.А. Поляков, М.И. Лебедева. Цилиндр турбины с обогреваемыми фланцами, Ю.Л. Израилев, Ю.А. Поляков, М.И. Лебедева. А.с. 641135, опубл. в Б.И. 1979, №1.
2.14 Ю.Л. Израилев, В.Ф. Гуторов А.с. 730984. Паротурбинная установка. А.с. 730984 опубл. в Б.И., 1980, №16.
2.15 Ю.Л. Израилев, М Н. Майданик, В.И. Волков и др. Образец-свидетель с системой трещин. А.с. 1076733, опубл. в Б.И., 1985, №8.
2.16 Ю.Л. Израилев, К.В. Фролов, Ю.И. Тимофеев и др. Способ контроля состояния ротора турбины. А.с. 1163011, опубл. в Б.И., 1985, №23.
2.17 Ю.И. Израилев, Н.Ф. Комаров, Е.М. Морозов и др. Способ определения скорости развития повреждений в детали. А.с. 1193500, опубл. в Б.И., 1985, №43.
2.18 Ю.И. Израилев, Н.А. Махутов, Б.Т. Рунов и др. Способ определения трещиностойкости ротора. А.с. 1205013, опубл. в Б.И., 1986, №2.
2.19 Ю.Л. Израилев, К.В Фролов, Ю.И. Тимофеев и др А.с. 1294551. Способ ремонта литых корпусов. А.с. 1294551, опубл. в Б.И., 1987, №9.
2.20 Ю.Л. Израилев, К.В. Фролов, В.И. Водичев и др А.с.1310656. Устройство для контроля за образованием сквозных трещин в корпусе паровой турбины. А.с.1310656, опубл. Б.И., 1987, №18.
2.21 . Ю.Л. Израилев, А.Ф. Дьяков, Ю.П. Косинов и др.А.с. 1333780. Способ ремонта корпусов. А.с. 1333780, опубл. в Б.И., 1987, №32.
2.22 Ю.Л. Израилев, В.Ф. Злепко, А.Ф. Дьяков, А.А. Чижик. А.с. 1341518. Способ определения остаточного ресурса ротора энергоустановки.. Опубл. в Б.И., 1987, №36.
2.23 Ю.Л. Израилев, В.Н. Тиллиб, Ю.И. Тимофеев и др А.с. 1357656. Корпус сосуда, работающего под давлением.А.с. 1357656, опубл. в Б.И., 1987, №45.
2.24 Ю.Л. Израилев, В.Н. Тиллиб, Ю.Н. Богачко и др. Способ эксплуатационного контроля сварных швов трубопроводов. А.с. 1408333, опубл. в Б.И., 1988, №25.
2.25 Ю.Л. Израилев, А.Е. Анохов, А.И. Алексо, И.И. Гольдберг, В.Н. Тиллиб, Ф.А. Хромченко, Н.Н. Ломагин. Способ ремонта литого корпуса. А.с. 1447636, опубл. в Б.И 1988, №48.
2.26 Н.Г. Березкина, И.О. Лейпунский, В.Я. Маклашевский. Способ неразрушающего контроля материалов и изделий, устройство для нанесения пенетранта и индикаторный материал. Патент РФ №2085937, опубл. в Б.И., 1997, №21.
2.27 Ю.Л. Израилев, Ю.И. Тимофеев, Е.Г. Хотылева. Способ гидроиспытания энергетического оборудования. А.с. 1456826, опубл. в Б.И., 1989, №5.
2.28 Ю.Л. Израилев, А.Е. Анохов, В.Н. Тиллиб, Ф.А. Хромченко, В.И. Гладштейн. Способ ремонта литого корпуса турбины. А.с. 1460358, опубл. в Б.И., 1989, №7.
2.29 Ю.Л. Израилев, В.А. Лукьяненко, В.Ф. Злепко, Я.Д. Беркович, В.Н. Тиллиб. Способ о

ределения дефекта горизонтально расположенного ротора турбомашины без вскрытия цилиндра. А.с. 1490304, опубл. в Б.И., 1989, №24.

2.30 Ю.Л. Израилев, Н.Ф. Комаров, В.Н. Тиллиб, И.И. Гольдберг, Д.М. Суворов Устройство эксплуатационного контроля коррозионных повреждений. А.с. 1539336, опубл. в Б.И., 1990, №4.

2.31 Ю.Л. Израилев, В.Б. Тросман, М.Д. Бельферман, В.Н. Куликов. Резонансный способ определения дефекта в роторе. А.с. 1603036, опубл. в Б.И., 1990, №40.

2.32 Е.Р. Плоткин, А.Я. Кроль, О.В. Бритвин, Е.Е. Говердовский, Ю.Л. Израилев, В.М. Кременчугский. Способ пуска блока котел-турбина. А.с.461235, опубл. в Б.И., 1975, №7.

2.33 А.Ш. Лейзерович, Е.Р. Плоткин, Ю.Л. Израилев. Система регулирования температуры пара. А.с. 613160, опубл. в Б.И., 1978, №24.

2 34 Э.А. Дон, Ю.Л. Израилев, Н.Н. Жуков Способ определения ресурса вращающейся детали. А.с. 1170305, опубл в Б.И., 1985, №28.

2 35 В.Н. Тиллиб, Ю.Л. Израилев, В.З. Партон и др.. Устройство для определения ресурса деталей с цилиндрическим отверстием. А.с. 1132191, опубл. в Б.И., 1984, №8.

2.36 В.Н. Тиллиб, М.Д. Бельферман, Ю.Л. Израилев и др. А.с. 1368770. Сканирующее устройство для дефектоскопии цилиндрических изделий с тепловыми и придисковыми канавками. А.с. 1368770, опубл в Б.И., 1988, №3.

2.37 В.Л. Тальрозе, М.Н. Ларичев, И.О. Лейпунский, Н.Г. Березкина, Г.Л. Еремин, С.Г. Мордовин, В.В. Коннов, Н.Е. Удачина, Л.М. Власов. Способ обнаружения сквозных дефектов. А.с. СССР №1448855. МКИ G 01 M 3/20. 1988

2.38 В.Л. Тальрозе, М.Н. Ларичев, И.О. Лейпунский, Н.Г. Березкина, Г.Л. Еремин, С.Г. Мордовин, В.В. Коннов, Н.Е. Удачина, Л.М. Власов, Е.И. Милинчук, В.В. Кащук. Способ обнаружения поверхностных дефектов. А.с. СССР №1459428. МКИ G 01 N 21/91

2.39 Н.Г. Березкина, М.Н. Ларичев, И.О. Лейпунский, В.Л. Тальрозе, Г.Л. Еремин Индикаторный состав для контроля герметичности. А.с. СССР №1402048. МКИ G 01 M 3/20

2.40 Н.Г. Березкина, И.О. Лейпунский, М.Н. Ларичев, В.Я. Маклашевский. Способ газосорбционной дефектоскопии. Заявка на патент РФ №5064960 (решение о выдаче от 29.01.97).

2.41 Н.Г. Березкина, И.О. Лейпунский, М.Н. Ларичев, В.Я. Маклашевский. Способ обнаружения сквозных и поверхностных дефектов. Заявка на патент РФ №5064961 (решение о выдаче от 26.09.96).

3. ГОСУДАРСТВЕННАЯ И ОТРАСЛЕВАЯ НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

3.1	ГОСТ 1497-85	Металлы. Методы испытания на растяжение.
3.2	ГОСТ 9454-78	Металлы. Методы испытания на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах.
3.3	ГОСТ 18661-73	Сталь. Измерение твердости методом ударного отпечатка.
3.4	ГОСТ 22761-77	Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.
3.5	ГОСТ 10006-80	Трубы металлические. Методы испытания на растяжение.
3.6	ГОСТ 5639-82	Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.
3.7	ГОСТ 21105-87	Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.
3.8	ГОСТ 12.1.007-89	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.
3.9	ГОСТ 22762-77	Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.
3.10	ГОСТ 18442-80	Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
3.11	ГОСТ 12503-75	Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования.

3.12	ГОСТ 12.1.038-82	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.
3.13	ГОСТ 28702-90	Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые.
3.14	ГОСТ 20072-74	Сталь теплоустойчивая.
3.15	ГОСТ 1778	Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений.
3.16	ГОСТ 15467-79	Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения.
3.17	ГОСТ 23172-78	Котлы стационарные. Термины и определения.
3.18	ГОСТ 20911-89	Техническая диагностика. Термины и определения.
3.19	ГОСТ 2789-73	Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики.
3.20	ГОСТ 27.002-89	Надежность в технике. Термины и определения.
3.21	ГОСТ 16504-81	Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения.
3.22	ГОСТ 9450-76	Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников.
3.23	ГОСТ 1.5-92	Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию стандартов.
3.24	ОСТ 34-70-690-96	Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях электростанции.
3.25	ОСТ 14.82-82	Отраслевая система управления качеством продукции черной металлургии. Ведомственный контроль качества продукции. Трубы стальные бесшовные катаные. Дефекты поверхности. Термины и определения.
3.26	ОСТ 108.901.102-78	Котлы, турбины и трубопроводы. Методы определения жаропрочности металла.
3.27	ОСТ 108.031.08-85 ОСТ 108.031.10-85	Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность.
3.28	ОСТ 108.961.02-79	Отливки из углеродистых сталей для деталей паровых стационарных турбин с гарантированными характеристиками прочности при высоких температурах. Технические условия.
3.29	ОСТ 108.030.129-79	Фасонные детали и сборочные единицы станционных и турбинных трубопроводов тепловых электростанций. Общие технические условия.
3.30	ОСТ 108.030-40-79	Элементы турбинных поверхностей нагрева, трубы соединительные в пределах котла, коллекторы станционных паровых котлов. Общие технические условия.
3.31	РД 34.20.501-95	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М СПО ОРГРЭС, 1996
3.32	ОСТ 108.020.03-82	Заготовки лопаток турбин и компрессоров, штампованные из коррозионно-стойкой стали. Общие технические условия. –М.: НПП «Норма», 1997.
3.33	РД 34.17.401-95	Инструкция по объему и порядку проведения входного контроля металла энергооборудования с давлением 9 МПа и выше до ввода его в эксплуатацию. -М.: СПО ОРГРЭС, 1997
3.34	РД 34.39.503-89	Типовая инструкция по эксплуатации трубопроводов тепловых электростанций. -М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.
3.35	РД 34.39.301-87	Методические указания по контролю за тепловыми перемещениями паропроводов тепловых электростанций. -М.: СПОСоюзтехэнерго, 1988.

3.36	РД 34.17.438-95	Методические указания. Преобразователи ультразвуковые для контроля металла роторов паровых турбин со стороны осевого канала. Методы измерения основных параметров. – М.: АО ВТИ, 1996.
3.37	РД 34.17.308-90	Методика ультразвуковогоконтроля сварных соединений на конических подкладных кольцах водоопускных трубопроводов котлов. –М.: СПО ОРГРЭС, 1991.
3.38	РД 34.17.102-88	Инструкция по применению портативных намагничивающих устройств при проведении магнитопорошковой дефектоскопии деталей энергооборудования без зачистки поверхности. – М.: Ротапринт ВТИ, 1989.
3.39	МУ 34-70-082-84	Методические указания по определению длительной прочности теплоустойчивых сталей методом горячей длительной твердости. –М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
3.40	РД 10-109-96	Методические указания по составлению паспортов трубопроводов IV категории –М.: АОЗТ«ДИЭКС», 1996.
3.41	МУ 34-70-161-87	Методические указания по металлографическому анализу при оценке качества и исследовании причин повреждений сварных соединений паропроводов из сталей 12Х1МФ и 15Х1МФ тепловых электростанций. –М.: Ротапринт ВТИ, 1987.
3.42	РД 34.17.307-89	Методические указания по ультразвуковой дефектоскопии угловых сварных соединений штуцеров с донышками коллекторов паровых котлов тепловых электростанций. –М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.
3.43	МУ 34-70-081-84	Методические указания по проведению ультразвукового контроля крепежа энергооборудования. –М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
3.44	РД 34.17.427-89	Методические указания. Контроль неразрушающий. Общие требования (Применительно к условиям эксплуатации ТЭС). -М.: Ротапринт ВТИ, 1990
3.45	РД 34.17.310-96	Сварка, термообработка и контроль при ремонте сварных соединений трубных систем котлов и паропроводов в период эксплуатации. –М.: НПО ОБТ, 1997.
3.46	РД34.30.507-92	Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода. –М.: Ротапринт ВТИ, 1993.
3.47	РД 34.17.449-97	Методика вихретокового контроля лопаток паровых турбин тепловых электрических станций дефектоскопом «ЗондВД-96». –М.: ВТИ, 1998.
3.48	РД 34.17.453-98	Инструкция по ультразвуковому контролю металла лопаток паровых турбин. –М.: ВТИ, 1998.
3.49	РД 34.17.436-92	Методические указания. Индивидуальный контроль корпусных деталей паровых турбин тепловых электростанций. –М.: ВТИ, 1995.
3.50	РД 34.17.311-96	Методические указания по проведению ультразвукового контроля сварных соединений центробежнолитых труб из сталей 15Х1М1Ф и 15ГС –М.: Ротапринт ВТИ,
3.51	РД 34.17.405-96	Методические указания по ультразвуковому контролю толстостенных элементов пароперегревателей и паропроводов. – М.: Ротапринт ВТИ, 1997.

3.52	РД 153-34.1-17.455-98	Инструкция по контролю и продлению срока службы паропроводов тепловых электростанций, изготовленных из центробежно-литых труб. -М.: ВТИ, 1999.
3.53	РД 153-34.1-17.458-98	Методика определения возможности эксплуатации с трещинами и выборками литых корпусных деталей турбин с давлением пара более 9 МПа -М.: ВТИ, 1999.
3.54	РД 34.17.МКС.007-97	Отраслевая система «Живучесть стареющих ТЭС» (элементов теплоэнергетического оборудования). -М.: 1997.
3.55	РД 34. 17.452-98	Методические указания о порядке проведения работ при оценке остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций. -М.: ВТИ, 1998.
3.56	РД 34.17.451-98	Методические указания по магнитному контролю металла труб поверхностей нагрева котлов теплоэлектростанций.
3.57	РД 153-34.1-17 454-98	Методические указания по контролю тепловых канавок и галтельных переходов роторов паровых турбин ТЭС вихретоковым дефектоскопом «Зонд ВД-96». -М.: ВТИ, 1999.
3.58	РД 34.17.450-98	Методические указания по ультразвуковому контролю без разлопачивания обода диска в районе верхних концентраторов Т-образного паза. М, ВТИ, 1999.
3.59	РТМ 24-038.08-72	Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность. Л, ЦКТИ, 1973.
3.60	РТМ 108.031.105-77	Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Метод оценки долговечности при малоцикловой усталости и ползучести.
3.61	РТМ 108.031.112-80	Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Метод оценки долговечности колен трубопроводов.
3.62	П 34-70-005-85	Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
3.63	РД 108.021.112-88	Методические указания. Исправления дефектов в литых корпусных деталях паровых турбин и арматуры методом заварки без термической обработки.
3.64	РТМ 11.008.95	Инструкция по выполнению измерений ультразвуковым дефектоскопом УД-2-12 при контроле гибов труб согласно отраслевым НТДМ, ВТИ, 1995.
3.65	РД 34.17.МКС.007-97	Отраслевая система «Живучесть стареющих ТЭС (элементов терлоэнергетического оборудования). РАО «ЕЭС России», МКС «Живучесть ТЭС».
3.66	РД 10-262-98, РД 153-34.1-17.421-98	Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций.
3.67	РД 34.17.440-96	Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса. –М.: Ротапринт ВТИ, 1997.
3.68	И №23 СД-80	Инструкция по дефектоскопии элементов трубопроводов из перлитной стали.
3.69		Извещение об изменении и дополнении «Инструкции по дефектоскопии элементов трубопроводов из перлитной стали: И №23 СД-80». -М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

3.70 Извещение об изменении «Инструкции по дефектоскопии элементов трубопроводов из перлитной стали: И №23 СД-80». - М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

3 71 ТУ 14-8-460-75 Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов. М, Энергоатомиздат, 1989.

3.72 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. – М. ПИО ОБТ, 1996

3.73 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов / Утв. Госгортехнадзором РФ 28.05.93. - М.: ПИО ОБТ, 1996.

3 74 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды:/ Утв. Госгортехнадзором РФ 18.07.94. - М : НПО ОБТ, 1994.

3 75 НТД по ремонту литых корпусов ЦВД турбин Т-100-130 ПОТМЗ, содержащих трещиноватые зоны, контроль их живучести и трещиностойкости. Арх. №193р., ВТИ,

3 76 НТД по ремонту литых корпусов ЦВД и ЦСД турбин ПО ЛМЗ, содержащих трещиноватые зоны, контролю их живучести и трещиностойкости. Арх. 194р., ВТИ, 1988.

3.77 НТД по ремонту литых корпусов ЦВД и ЦСД турбин ПО ТМЗ и ПО ЛМЗ, содержащих трещиноватые зоны, контролю их живучести и трещиностойкости. Арх. №196, ВТИ, 1989.

3 78 Конструктивно-технологические рекомендации по восстановлению стальных литых корпусов со сквозными трещинами без вскрытия цилиндра паровой турбины на действующих ТЭС с турбинами ПО ЛМЗ и ПО ТМЗ. Арх. №197, ВТИ, 1989.

3 79 НТД по продлению ресурса дисков паровых турбин ПО ТМЗ. Арх. №198Ю ВТИ, 1989.

3 80 НТД по увеличению ресурса роторов высокого и среднего давления турбины К-300-240 ЛМЗ и К-200-130 ЛМЗ. Арх. №195, ВТИ, 1987.

3.81 НТД по увеличению ресурса роторов турбин Т-100-130 ТМЗ и Т-250/300-240 ТМЗ. Арх. №184р, ВТИ, 1984.

3.82 НТД по герметизации и заполнению инертным газом центральных полостей роторов турбин Т-250/300-250, Т-100-130, Т-175/210-130, Р-100-130/15, ПТ-135/165-130/15, Т-50-130, ПТ-50/60-130/7. Арх. №187р, ВТИ, 1984.

3.83 НТД по герметизации и заполнению инертным газом центральных полостей роторов турбин К-200-130 ЛМЗ. Арх №190р., ВТИ, 1985.

3.84 Временная инструкция по выявлению трещиноподобных дефектов в тепловых канавках роторов турбин индикатором ИГТ-02, ВТИ, 1989.

3.85 НТД по восстановлению надежности шпилек корпусов турбин и арматуры ТЭС. ВТИ, 1989.

3.86 Рекомендации по реализации системного подхода к проблеме живучести и ресурса ответственных элементов оборудования ТЭС в запредельной области./А.Ф. Дьяков, Ю.Л. Израилев, М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.

3.87 МУ 34-70-014-82. Методические указания по разработке и аттестации методик выполнения измерений основных параметров теплоэнергетического оборудования.

3.88 РД 10-249-98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. С.Пб-АООТ «НПО ЦКТИ», 1999.

3.89 Методические указания по наладке паропроводов тепловых электростанций. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.

3 90 И-34-70-013-84. Инструция по контролю за металлом котлов, турбин и трубопроводов. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

3.91 РТМ 108.020.05-75. Исправление дефектов в литых корпусных деталях турбин и паровой арматуры методом заварки без термической обработки. –Л.: ЦКТИ, 1988.

3.92 РД 34.04.201-97. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей. С изменениями и дополнениями №1/2000. С.Пб-СПП, 2001.

3.93 Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями. С.Пб-СПП, 2000.

3.94 ТУ-14-3Р-55-2001. Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов. -М: НПО ЦНИИТМАШ, 2001.

Дополнение к РД 153-34.0-20.605-2002 20пл

Для записей

стр.2

gost.e-ecolog.ru