

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---

**ИНСТРУКЦИЯ  
ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ПАРОВЫХ ТУРБИН  
СВЕРХ ПАРКОВОГО РЕСУРСА**



Москва 2004

**УТВЕРЖДЕНО**  
Приказом  
Министерства энергетики  
Российской Федерации  
от 30.06.2003 г. № 274

**ИНСТРУКЦИЯ  
ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ПАРОВЫХ ТУРБИН  
СВЕРХ ПАРКОВОГО РЕСУРСА**

Москва



2004



---

Настоящая Инструкция (СО 153-34.17.440-2003) распространяется на паровые турбины, эксплуатирующиеся при температуре пара 450 °С и выше, и определяет порядок проведения работ при продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса.

Термины и определения, применяемые в настоящей Инструкции, приведены в приложении А.

## **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

**1.1.** Настоящая Инструкция определяет необходимые работы, их объем и последовательность, требуемые при оценке индивидуального ресурса основных элементов паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса, методы неразрушающего контроля и критерии надежности, общие требования к расчетной оценке остаточного ресурса этих элементов, ремонтные и режимные мероприятия по обеспечению надежной эксплуатации турбин по исчерпанию индивидуального ресурса или при выявлении недопустимых дефектов в металле.

**1.2.** К основным элементам турбин, определяющим их ресурс, относятся цельнокованные роторы высокого и среднего давления и корпусные детали, работающие в цилиндрах с температурой пара на входе 450 °С и выше, при которой в металле протекают необратимые (без применения специальных ремонтных операций) изменения структуры и свойств и происходит накопление повреждений от ползучести и малоциклового усталости.

**1.3.** При решении вопроса о продлении срока эксплуатации турбины сверх паркового ресурса выполняется следующий комплекс исследований:

1) анализ технической документации ТЭС по режимам эксплуатации турбины, повреждениям, заменам и восстановительным ремонтам основных элементов, результатам контроля металла основных элементов в течение всего срока их эксплуатации;

2) неразрушающий контроль металла основных элементов для выявления дефектов и экспериментальной оценки накопленной поврежденности;

3) исследование структуры и свойств металла основных элементов;

4) расчетная оценка напряженного состояния и остаточного ресурса роторов и корпусных деталей с учетом фактических данных о свойствах металла и режимах эксплуатации турбины.

Дополнительно рекомендуется проводить анализ документации завода-изготовителя турбины о свойствах металла элементов в исходном состоянии и индивидуальных особенностях их изготовления с учетом возможности отступления от требований проектной документации.

**1.4.** При положительных результатах всех перечисленных в п. 1.3 настоящей Инструкции исследований, на основании заключений экспертных организаций, аккредитованных в установленном порядке, и с учетом мнения завода-изготовителя организация-владелец оборудования принимает решение о продлении срока эксплуатации турбины сверх паркового ресурса. Очередной комплекс исследований в объеме настоящей Инструкции проводится по исчерпанию назначенного расчетного ресурса. В пределах этого срока контроль металла турбин проводится в соответствии с нормативными документами.

В случае, если расчетный ресурс основных элементов оказывается исчерпанным, а неразрушающий контроль металла и исследование его структуры и свойств дали положительные результаты, турбина может эксплуатироваться с уменьшенными интервалами между обследованиями и до-

полнительным (если требуется) объемом контроля металла на срок, подтвержденный расчетными оценками времени живучести детали с дефектами.

По исчерпанию индивидуального ресурса основных элементов (исчерпанию расчетного ресурса при отрицательных результатах неразрушающего контроля и (или) исследования структуры и свойств металла) или при выявлении недопустимых дефектов в металле в пределах расчетного ресурса дальнейшая эксплуатация возможна при проведении восстановительных ремонтных и (или) режимных мероприятий, описанных в разделе 5 настоящей Инструкции.

**1.5.** В настоящей Инструкции описаны только те работы, которые непосредственно связаны с продлением ресурса основных элементов турбин. Остальные работы, связанные с контролем за состоянием роторов и корпусных деталей, выполняемые в период ремонтов турбин, регламентируются действующими техническими документами.

## **2. НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ**

### **2.1. Цельнокованные роторы высокого и среднего давления**

**2.1.1.** Высоконагруженными зонами цельнокованных роторов, в которых образование эксплуатационных трещин наиболее вероятно, являются:

- осевой канал;
- обода дисков первых двух наиболее высокотемпературных ступеней;
- галтели дисков первых двух наиболее высокотемпературных ступеней;
- разгрузочные отверстия дисков первых двух наиболее высокотемпературных ступеней;
- тепловые канавки концевых, диафрагменных и промежуточных уплотнений, расположенных в зоне ротора с температурой металла выше 400 °С.

**2.1.2.** Контроль металла в районе осевого канала включает:

— визуальный осмотр поверхности канала, зачищенной от окалины, для оценки качества зачистки поверхности, выявления уступов, технологических выборок, рисков, коррозионных повреждений и других видимых дефектов поверхности (порядок проведения визуального осмотра поверхности осевого канала приведен в приложении Б);

— магнитопорошковую дефектоскопию (порядок проведения магнитопорошковой дефектоскопия поверхности осевого канала ротора приведен в приложении В) или вихретоковый контроль (в приложении Г приведены методические рекомендации по вихретоковому контролю поверхности осевого канала цельнокованого ротора), или ультразвуковой контроль (в приложении Д приведены методические рекомендации по ультразвуковому контролю цельнокованных роторов паровых турбин со стороны осевого канала), контроль поверхностными волнами для выявления поверхностных эксплуатационных или металлургических дефектов;

— ультразвуковой контроль объемными волнами для выявления скрытых дефектов различной ориентации в объеме поковки ротора (в приложении Д приведены методические рекомендации по ультразвуковому контролю цельнокованных роторов паровых турбин со стороны осевого канала).

*Примечание* — В том случае, если ультразвуковой контроль ротора проводился после 100 тыс. ч эксплуатации и недопустимых дефектов при этом выявлено не было, повторный контроль ротора этим методом по истечении паркового ресурса допускается не проводить;

— (факультативно) измерение остаточной деформации ползучести для оценки величины накопленной поврежденности в металле (в приложении Е приведены методические рекомендации по измерению остаточной деформации ползучести ротора со стороны осевого канала).

*Примечание* — Данный метод не применяется для контроля роторов производства НПО "ТУРБОАТОМ", роторов с уступами или выборками на поверхности осевого канала, препятствующими проведению измерения накопленной деформации ползучести.

**2.1.3.** Последовательность проведения операций по контролю ротора со стороны осевого канала следующая:

— ротор устанавливается на козлах в доступном для контроля месте на высоте, удобной для визуального осмотра канала (1,0 — 1,5 м) со свободным доступом к обоим концам (4 — 5 м с каждого конца);

— снимается автомат безопасности и удаляются пробки, закрывающие с двух сторон осевой канал.

*Примечание* — При невозможности удаления пробок их высверливают;

— из осевого канала удаляются частицы металла, стружка, масло и пр. Поверхность канала протирают ветошью, обдувают сжатым воздухом, обезжиривают ацетоном или другим растворителем;

— проводится предварительный визуальный осмотр поверхности для выявления уступов, выбонок и пр.;

— проводится измерение остаточной деформации ползучести (где эта операция запланирована);

— с помощью хонинговальной головки производится удаление окалины и обработка поверхности до шероховатости  $R_z = 10$  мкм по действующим нормативным документам, обдувка ее сжатым воздухом и обезжиривание ацетоном или другим растворителем;

— проводится визуальный осмотр поверхности для оценки ее качества и выявления видимых дефектов;

— осуществляется контроль для выявления поверхностных дефектов методами магнитопорошковой, или вихретоковой, или ультразвуковой дефектоскопии поверхностными волнами;

— при необходимости производится фотографирование выявленных дефектов (в приложении Ж приведен порядок фотографирования дефектов на поверхности осевого канала ротора);

— проводится ультразвуковой контроль металла ротора для выявления скрытых дефектов в объеме поковки;

— для получения исходных данных для последующих замеров проводится повторное измерение диаметра канала по методике, описанной в приложении Е.



**2.1.4.** Контроль ободов дисков проводится с разлопачиванием одного пакета с замковой лопаткой каждого замкового соединения первых двух ступеней с последующим контролем металла в зонах концентрации напряжений методами магнитопорошковой или вихретоковой, или цветной дефектоскопии.

Контроль ободов дисков с Т-образным пазом под хвостовики лопаток допускается проводить методом ультразвуковой дефектоскопии без разлопачивания (в приложении И приведены методические рекомендации по ультразвуковому контролю Т-образных лопаточных пазов ободов дисков без разлопачивания).

Допускается не производить разлопачивание грибовидных ободов при зазоре между буртом диска и нижней кромкой хвостовика, не превышающем 0,2 мм, и равномерном его распределении по всей окружности обода. При появлении зазоров, превышающих это значение по всей окружности или в локально ограниченных зонах, вопрос о необходимости разлопачивания обода согласовывается с заводом-изготовителем турбины.

**2.1.5.** Контроль галтелей дисков и тепловых канавок (где они имеются) проводится методами магнитопорошковой, или цветной, или ультразвуковой (в приложении К приведены методические рекомендации по ультразвуковому контролю цельнокованных роторов паровых турбин на наличие поперечных трещин на наружной поверхности), или вихретоковой дефектоскопии (в приложении Л приведены методические рекомендации по вихретоковому контролю тепловых канавок и радиусных переходов на наружной поверхности роторов). Вихретоковый контроль допускается проводить по незачищенной от окалины поверхности металла.

## **2.2. Литые корпусные детали**

**2.2.1.** Контроль поверхности корпусных деталей турбин осуществляется в соответствии с формулярами контроля сплошности. В случае отсутствия формуляров контролю подвергаются все радиусные переходы на наружной поверхно-

сти и доступные радиусные переходы на внутренней поверхности.

Наиболее вероятными местами появления трещин являются:

- паровпускные и пароотводящие патрубки;
- радиусные переходы на наружной и внутренней поверхностях клапанов;
- кольцевая (для верха и низа цилиндра) зона перед сопловыми коробками;
- кольцевая (для верха и низа цилиндра) зона под сопловыми коробками;
- углы расточек под диафрагмы и обоймы;
- поверхность фланцевого разъема и шпилечных отверстий;
- улитки паровпуска и выхлопа цилиндров;
- дренажные отверстия и зоны патрубков отбора;
- патрубки подвода пара к концевым уплотнениям ротора.

**2.2.2.** Контроль металла корпусной детали включает:

- визуальный осмотр поверхности, зачищенной от окалины;
- магнитопорошковый или вихретоковый контроль (в приложении М приведены дефектоскопические методы контроля корпусов турбин в процессе эксплуатации); при наличии ремонтных заварок — травление;
- ультразвуковой контроль объемными волнами для определения толщины стенки детали и выявления объемных металлургических дефектов в зоне обнаруженных трещин;
- измерение глубины обнаруженных трещин различными методами (в приложении Н приведен порядок измерения глубины трещин в корпусах турбин).

**2.2.3.** Результаты контроля оформляются в виде формуляра детали, на котором условным цветом отмечаются места расположения дефектов, обнаруженных при каждом капитальном ремонте. Одновременно указываются год осмотра, исходные размеры дефекта, размеры выборки, принятое решение по ремонту (выбран, подварен, закернен, засверлен и т.д.) и толщина стенки в трещиноватой зоне.

## **3. ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ СТАЛИ**

### **3.1. Цельнокованные роторы высокого и среднего давления**

**3.1.1.** Для оценки степени структурных превращений, прошедших в металле ротора в процессе его эксплуатации, а также для выбора необходимых для определения расчетного ресурса ротора комплекса служебных свойств стали проводятся исследование структуры и измерение твердости металла наиболее высокотемпературной зоны ротора — обода или полотна диска первой по ходу пара ступени (в приложении П приведен порядок исследования микроструктуры и твердости металла роторов). Для сравнительного анализа аналогичные исследования проводятся на металле наиболее низкотемпературной цельнокованой части ротора в аналогичных зонах.

**3.1.2.** При решении вопроса о допуске в эксплуатацию ротора, содержащего дефекты или выработавшего свой индивидуальный ресурс, количество исследуемых зон и объем исследования структуры и свойств металла могут быть увеличены по согласованию с экспертной организацией, аккредитованной в установленном порядке.

### **3.2. Литые корпусные детали**

**3.2.1.** Исследование структуры и свойств металла корпусов проводится преимущественно на вырезанных механическим способом образцах из наиболее высокотемпературных зон корпуса по специальным эскизам экспертной организации для оценки основных механических характеристик, определяющих надежность детали и позволяющих прогнозировать ее ресурс. Вырезка детали не должна снижать ресурс детали.

**3.2.2.** Дополнительно к вырезкам по эскизам рекомендуется производить отбор спилов в местах образования трещин. В связи с неоднородностью литой детали минимальное

поперечное сечение спила не должно быть меньше 20 мм<sup>2</sup>. В связи с малыми размерами пробы результатами могут быть оценочные значения величин, полученные на малых единичных образцах, или с помощью корреляционных соотношений путем анализа структуры, твердости, кратковременных механических свойств и химического состава. Целью исследования являются определение или приближенная оценка следующих механических характеристик и параметров микроструктуры:

- механические свойства на растяжение (1 – 2 образца);
- доля вязкой составляющей в изломах образцов при ударных испытаниях (1 – 2 образца);
- критическое раскрытие при рабочей температуре (1 – 2 образца);
- твердость при комнатной и рабочей температуре;
- сведения о структурных составляющих, состоянии карбидной фазы, размере зерна, наличии пор ползучести;
- характеристики длительной прочности (1 – 2 образца);
- характеристики циклической и статической трещиностойкости (1 – 2 образца).

Указанные характеристики допускается определять с помощью экспресс-методов.

В приложении Р приведен порядок исследования структуры и свойств металла литых корпусных деталей турбин и описаны методические подходы к отбору образцов для исследования.

**3.2.3.** При решении вопроса о допуске в эксплуатацию детали, на которой оставлены трещины или имеются глубокие (более 70 % толщины стенки) ремонтные подварки, количество исследуемых зон и объем исследования структуры и свойств металла могут быть увеличены по согласованию с экспертной организацией, аккредитованной в установленном порядке.

## **4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА РОТОРОВ И КОРПУСНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТУРБИН**

### **4.1. Общие положения**

Остаточный ресурс роторов и корпусных деталей турбин определяется путем расчетных оценок (в приложении С приведены порядок определения расчетного ресурса и оценка живучести роторов и корпусных деталей турбин) с учетом:

- особенностей режимов эксплуатации данного турбоагрегата;
- уровня служебных характеристик материала;
- данных о фактической повреждаемости рассматриваемого объекта и аналогичных деталей по парку турбин;
- результатов оценки степени выработки ресурса экспериментальными методами (приложения Е, Т).

### **4.2. Цельнокованные роторы**

**4.2.1.** Предельным состоянием для роторов является появление в нем макротрещины, размеры которой превышают нормы пп. 6.1.2.5 и 6.1.2.6 настоящей Инструкции, после чего эксплуатация ротора без выполнения специальных мероприятий по восстановлению надежности недопустима.

**4.2.2.** Для определения остаточного ресурса ротора производится оценка его накопленной поврежденности и расчетного ресурса (по стадии зарождения трещины) в соответствии с приложением Т. Величина расчетного остаточного ресурса представляет собой разность между расчетным ресурсом и наработкой детали на момент проведения работ по продлению срока службы.

Расчетная оценка времени живучести не включается в расчетный ресурс ротора, а служит для обоснованного выбора максимальных интервалов между осмотрами (и, если требуется, ремонтами) ротора, отработавшего индивидуальный расчетный ресурс, или ротора, не отработавшего этот ресурс, но содержащего дефекты, превышающие нормы пп. 6.1.2.5 и 6.1.2.6 настоящей Инструкции.

**4.2.3.** Для роторов, число пусков которых не превышает 300 и эксплуатация турбины проводилась в соответствии с требованиями эксплуатационной инструкции, допускается проводить экспериментальную оценку накопленной поврежденности в металле методом измерения остаточной деформации ползучести в соответствии с приложением Е (с учетом ограничений данного метода, изложенных в п. 2.1.2 настоящей Инструкции) или расчетным путем в соответствии с приложением С без учета накопленной циклической поврежденности.

**4.2.4.** По исчерпанию расчетного ресурса, но при положительных результатах контроля металла, допускается продление срока эксплуатации ротора до очередного осмотра на период, определенный временем живучести, рассчитанным в соответствии с приложением С. Если при назначенном и последующих осмотрах результаты контроля металла вновь окажутся положительными, допускается повторное (многократное) продление его срока эксплуатации на тот же период без дополнительных ограничений режимов эксплуатации турбин.

**4.2.5.** При обнаружении в роторе дефектов, превышающих нормы пп. 6.1.2.5 и 6.1.2.6 настоящей Инструкции, но меньших, чем размеры недопустимых дефектов, рассчитанных в соответствии с приложением С, возможна его дальнейшая эксплуатация до очередного контроля в течение срока, определенного временем живучести, рассчитанного с учетом размеров выявленных дефектов, температурно-напряженного состояния металла в зоне расположения дефектов и свойств металла ротора. Роторы, содержащие такие дефекты, должны контролироваться по специальной программе и находиться под наблюдением экспертной организации.

**4.2.6.** В том случае, если в роторе обнаружены недопустимые дефекты, рассчитанные в соответствии с приложением С, его дальнейшая эксплуатация без осуществления ремонтных и (или) эксплуатационных мероприятий, изложенных в разделе 5 настоящей Инструкции, не разрешается.

Трещины любых размеров, возникшие в период эксплуатации ротора, недопустимы.

**4.2.7.** При снижении свойств материала ротора ниже допустимого уровня (см. пп. 6.1.2.7 и 6.1.2.8 настоящей Инструкции) или накоплении остаточной деформации ползучести выше предельного уровня (см. п. 6.1.2.2 настоящей Инструкции) возможность его ограниченной эксплуатации определяет экспертная организация.

### **4.3. Корпусные детали**

**4.3.1.** Предельным состоянием для корпусных деталей турбин является появление в них трещин определенной глубины, ограничивающих их надежную эксплуатацию в течение межремонтного периода. Эксплуатация таких деталей без выполнения специальных мероприятий по восстановлению надежности недопустима.

**4.3.2.** Расчетный ресурс корпусов включает значения наработки, рассчитанные по стадиям зарождения и развития трещины согласно приложению С. Остаточный расчетный ресурс кованого корпуса определяется как разность между расчетным ресурсом и наработкой корпуса на момент проведения работ по продлению его срока службы, а литого — как время его живучести.

**4.3.3.** При обнаружении в корпусе трещин его подвергают ремонту. Решение о возможности эксплуатации корпуса с трещинами без ремонта (в частности, с трещинами в недоступных для ремонта зонах), а также о методах, объеме и периодичности контроля такого корпуса принимается на основании заключения экспертной организации, аккредитованной в установленном порядке.

**4.3.4.** Для корпусных деталей турбин, в которых обнаружены трещины, глубиной превышающие 15 % толщины стенки, кроме расчетных оценок остаточного ресурса проводится определение их допускаемого времени живучести по фактической скорости роста трещины в соответствии с приложением Т. Решение о продлении срока эксплуатации таких деталей принимается на основании заключения экспертной организации с учетом результатов оценок остаточного ресурса по двум подходам (приложения С, Т).

## **5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, КОНСТРУКТИВНЫЕ И РЕЖИМНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ РОТОРОВ И КОРПУСНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТУРБИН**

### **5.1. Общие положения**

**5.1.1.** Технологические, конструктивные и режимные мероприятия по повышению эксплуатационной надежности основных элементов турбин проводятся при исчерпании этими элементами своего индивидуального ресурса или выявлении в них недопустимых дефектов при невозможности или нецелесообразности их немедленной замены.

**5.1.2.** Технологические, конструктивные и режимные мероприятия включают:

- изменение режима эксплуатации турбины с целью снижения темпа накопления поврежденности в металле;
- изменение конструкции детали с целью снижения уровня максимальных напряжений в детали при стационарных и переменных режимах работы турбины при последующей эксплуатации;
- ремонт поврежденных элементов турбин;
- изменение тепловой схемы турбины и организация подвода пара для нагрева (охлаждения) цилиндров с целью снижения эксплуатационных напряжений или температур для уменьшения темпа накопления повреждений;
- дополнительный контроль температурного состояния и деформаций поврежденных деталей, оставляемых в эксплуатации с неудаленными дефектами.

**5.1.3.** Выбор конкретных технологических или режимных мероприятий, а также установление допустимого срока эксплуатации турбины после реализации выбранных мероприятий осуществляются по согласованию с экспертной организацией.

### **5.2. Изменение режима эксплуатации турбины**

**5.2.1.** Понижение температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева на номинальном режиме работы турбины.



Рекомендуемое значение понижения температуры пара 20 °С для турбин с промперегревом и 10 °С для турбин без промперегрева. Снижение номинальной температуры пара целесообразно проводить только перед тем цилиндром, детали которого находятся в критическом состоянии.

*Примечание* – Понижение температуры пара должно выполняться с учетом возможного изменения условий эксплуатации деталей проточной части, работающих в зоне фазового перехода и во влажном паре турбин без ущерба их надежности.

### **5.2.2. Ограничение числа переменных режимов.**

Турбина не должна участвовать в регулировании нагрузки энергосистемы, останавливаясь лишь для ремонта и в аварийных случаях.

### **5.2.3. Изменение режимов останова и расхолаживания турбины.**

5.2.3.1. Снижение нагрузки турбогенератора перед остановом следует проводить на скользящем давлении (на тех блоках, которые допускают скользящее давление). Если разгрузка блока осуществляется при постоянном давлении свежего пара, то скорость снижения нагрузки должна быть в 2 раза меньше, чем указано в соответствующих эксплуатационных инструкциях.

5.2.3.2. Следует отказаться от парового расхолаживания турбины перед выводом ее в ремонт и перейти на воздушное расхолаживание, при котором перепады температур в деталях меньше, чем при паровом.

### **5.2.4. Снижение скорости изменения нагрузки при разгрузках турбогенератора в пределах регулировочного диапазона.**

Изменение нагрузки в регулировочном диапазоне следует производить на скользящем давлении, если котел допускает такой режим. Если изменение нагрузки осуществляется при постоянном давлении пара, то скорость ее изменения должна быть в 2 раза меньше, чем указано в соответствующих инструкциях.

### **5.2.5. Щадящие пусковые режимы.**

5.2.5.1. Скорость роста температуры свежего и вторично-перегретого пара в процессе нагружения турбогенератора

после включения в сеть, так же как и скорость роста нагрузки не должна превышать 0,7 от значений, указанных в инструкциях по пуску энергоблока и в инструкциях по эксплуатации.

5.2.5.2. Исключить подачу пара в турбину при недостаточно прогретых паропроводах, перепускных трубах и корпусах стопорных клапанов — главный источник высоких растягивающих температурных напряжений в деталях при пусках из горячего и неостывшего состояния.

5.2.5.3. Обеспечить взятие минимально возможной нагрузки после включения турбогенератора в сеть при пусках турбины из холодного состояния. Целесообразно для этой цели использовать частичное прикрытие ПСБУ после включения турбогенератора в сеть.

5.2.5.4. Не применять при пусках блоков СКД специальный этап перехода на номинальное давление. Вести начальный этап нагружения при неизменном положении частично открытых регулирующих клапанов ЦВД, как это рекомендуется типовыми инструкциями.

#### **5.2.6. Качество ведения переходных режимов.**

Обязательным условием является поддержание температуры пара перед цилиндрами турбины в пределах  $\pm 20$  °С от инструктивного графика-задания, а также строгое соблюдение графика нагружения турбогенератора, особенно на начальной стадии после включения в сеть. Наилучшим решением является автоматизация пусковых процессов, обеспечивающая выполнение этих требований.

### **5.3. Изменения конструкции турбины**

5.3.1. Снижение концентрации температурных напряжений на поверхности роторов.

При пусках и остановках турбины максимальные температурные напряжения и, следовательно, наибольший темп накопления повреждений от малоциклового усталости будут реализовываться в поверхностном слое металла в донной части тепловых канавок концевых, диафрагменных и промежуточных уплотнений, температура металла в которых пре-

вышает 400 °С. С целью снижения концентрации напряжений рекомендуется осуществлять изменение формы этих канавок. Снижение концентрации напряжений в тепловых канавках достигается в первую очередь увеличением радиуса кривизны доньшка канавки, выполняемым одновременно с некоторым увеличением ее глубины. Увеличение радиуса кривизны ограничено возможностями расширения канавки в реальной конструкции и может производиться двумя путями: без потери эффективности соседнего гребня уплотнения (вариант А) и с потерей ее (вариант Б). Вариант А позволяет снизить уровень температурных напряжений на поверхности ротора в 1,3-1,5 раза без снижения экономичности турбоустановки, вариант Б – в 1,5-1,75 раза – с незначительным снижением экономичности (менее 0,015 % на турбоустановку). Это позволяет увеличить число циклов до появления трещин в 3 и 5 раз, соответственно.

Подобная операция может быть проведена в условиях электростанции в период и сроки капитального ремонта турбины. При невозможности выполнения этой операции на ТЭС, она может быть реализована в ремонтных организациях, располагающих необходимым оборудованием, или на заводе-изготовителе турбины. Операцию необходимо проводить с привлечением экспертной организации.

**5.3.2. Повышение надежности ободов дисков первых ступеней РВД и РСД турбин производства АО "Турбоатом".**

Для повышения надежности и долговечности замкового соединения на дисках первых ступеней РВД и РСД турбин К-500-240 и К-300-240 АО "Турбоатом" разработал проект дополнительного крепления замковой и предзамковых лопаток. При модернизации замковая лопатка крепится четырьмя штифтами вместо двух, как это предусмотрено проектом, и, кроме этого, для уменьшения нагрузки от предзамковых лопаток на диск введено крепление штифтом предзамковых лопаток к соседним. Такое же штифтовое соединение десяти соседних лопаток с каждой стороны от замковой выполнено с меньшим диаметром штифта. Модернизация крепления замковой группы снижает напряжения в ободке диска и обеспечивает существенное увеличение ресурса.

**5.3.3.** Повышение надежности соединения роторов высокого и среднего давления.

С целью разгрузки призонных болтов полумуфт РВД-РСД рекомендуется увеличить долю крутящего момента, передаваемого трением на торцевых поверхностях полумуфт этих турбин.

Для этой цели разработана олигомеросодержащая паста с электрокорундом, позволяющая увеличить трение более, чем в 2 раза. Паста наносится на поверхности полумуфт в соответствии с действующей нормативной документацией.

**5.3.4.** Экранирование внутренних поверхностей корпусов турбин.

Экранирование внутренней поверхности одностенных корпусов цилиндров в зоне камер с наиболее высокой интенсивностью теплообмена позволяет резко снизить уровень напряжений при эксплуатационных отклонениях параметров пара и практически увеличить ресурс корпуса.

**5.3.5.** Разделка кольцевого паза на внутренней поверхности корпусов ЦВД турбин К-200-130 ЛМЗ.

Для снижения концентрации напряжений в зоне кольцевого паза под направляющий козырек за регулирующей ступенью могут быть выполнены изменения конструкции и способа крепления в корпусе цилиндра направляющего козырька, аналогичные принятым заводом-изготовителем в последних образцах ЦВД. Это изменение способа крепления козырька позволяет выполнить разделку кольцевого паза, снижающую концентрацию напряжений в этой зоне.

**5.3.6.** Предупреждение пропаривания корпуса при выходе трещины в шпилечное отверстие.

Проводится усиление донной части шпилечного колодца с помощью укрепляющей шайбы, которая вваривается в дно шпилечного отверстия. Высота (толщина) шайбы зависит от числа витков резьбы, затронутых образовавшейся трещиной, и может достигать 40 мм по условиям предельного укорочения рабочей длины шпильки.

**5.3.7.** Улучшение тепловой изоляции корпусов цилиндров, клапанов и паропроводов.

Наибольшие напряжения, возникающие в деталях паровпуска на начальных этапах пусков из горячего и неостывшего состояний, связаны с различием исходных тепловых состояний главных паропроводов, корпусов клапанов, пароперепускных труб и цилиндров турбины. Особенно высокие напряжения возникают при быстром остывании паропроводов вторично-перегретого пара и перепускных труб высокого и среднего давления, так как на большинстве блоков нет эффективных способов их прогрева.

В высокой скорости остывания этих элементов решающую роль играет низкое качество и несовершенство конструкции известково-кремнеземистой изоляции. Эти недостатки устраняются применением двухслойной комбинированной изоляции, в которой вместо второго слоя сегментов используются минеральные маты, уменьшающие влияние открытых швов и позволяющие сблизить характеристики остывания паропроводов и цилиндров, что особенно важно для турбин, исчерпавших расчетный ресурс и требующих щадящего режима эксплуатации.

## **5.4. Ремонт поврежденных элементов**

### **5.4.1. Удаление поврежденного поверхностного слоя.**

5.4.1.1. Накопление повреждений от ползучести и малоцикловой усталости локализовано в приповерхностном слое. Повреждения, связанные с переменными режимами, практически полностью локализованы в слое толщиной до 100 мкм, а связанные с ползучестью — в значительной степени в подповерхностном слое на глубине от 100 до 2000 мкм. Ресурс цельнокованных роторов и корпусных деталей турбин на стадии зарождения трещин может быть существенно увеличен периодическим удалением поврежденного поверхностного слоя. Наибольший эффект эта операция может дать при проведении работ по увеличению ресурса роторов.

5.4.1.2. В цельнокованных роторах по истечении расчетного ресурса целесообразно выполнить операцию по снятию поверхностного слоя на глубину ~0,5 мм в следующих зонах с рабочей температурой металла, превышающей 400 °С:

— тепловые канавки концевых, промежуточных и диафрагменных уплотнений;

— галтели дисков;

— поверхность осевого канала.

5.4.1.3. Удаление слоя с наружной поверхности ротора (в тепловых канавках и придисковых галтелях) следует проводить в условиях машиностроительного завода, располагающего необходимым станочным оборудованием, или в условиях электростанции на балансировочном станке маятникового типа с помощью устройства, разработанного предприятием "Мосэнергоремонт", в присутствии представителя экспертной организации. Операцию по удалению поверхностного слоя на наружной поверхности ротора целесообразно совместить с операцией по изменению формы тепловых канавок, описанной в п. 5.3.1 настоящей Инструкции.

5.4.1.4. Удаление поврежденного слоя на глубину 0,5 мм с поверхности осевого канала можно производить в условиях электростанции с помощью хонинговальной головки и совместить эту операцию с зачисткой поверхности канала от окалины для проведения ее дефектоскопического контроля.

Более полного восстановления ресурса металла в районе осевого канала можно добиться увеличением толщины удаляемого слоя до 2 мм. Подобная операция может быть выполнена в заводских условиях.

5.4.1.5. При реализации операции по удалению поврежденного поверхностного слоя ресурс ротора будет лимитироваться состоянием металла в зонах, где эта операция не реализуется (обода дисков) и сохранением служебных свойств стали на необходимом для обеспечения надежной эксплуатации ротора уровне.

5.4.2. При выявлении на поверхности осевого канала поверхностных дефектов допускается их выборка расточкой до увеличения диаметра канала на 15 мм. Предпочтительнее производить расточку канала по всей длине ротора на одинаковую глубину. Допускается выполнять локальную (местную) выборку дефекта на указанную глубину с последующим плавным переходом на основной диаметр. При выявле-

нии более глубоких дефектов технология ремонта ротора согласовывается с экспертной организацией.

#### 5.4.3. Ремонт корпусных деталей с дефектами.

5.4.3.1. Удаление дефектов осуществляется любым механическим способом. Не допускаются методы и технологии, приводящие к нагреву металла выше 650 °С. Рекомендуется предварительное определение глубины дефектной зоны.

5.4.3.2. Глубина оставляемых без заварки ремонтных выборок может превышать 15 % толщины стенки в зависимости от зоны корпуса, свойств и структуры его металла, опыта эксплуатации корпусов той же конструкции с аналогичными незаваренными выборками. Решение по этому вопросу с учетом перечисленных факторов принимается по согласованию с экспертной организацией или заводом-изготовителем турбины.

5.4.3.3. Для снижения концентрации напряжений в местах удаления трещины, выборки, оставляемые без заварки, должны скругляться радиусом не менее 10 мм. У выборок глубиной до 15 % толщины стенки уклоны выполнять крутизной не более 30° по отношению к исходной поверхности. При разделке более глубоких выборок уменьшение угла наклона боковых поверхностей выборки нецелесообразно из-за большого объема механической обработки и относительно слабого снижения эксплуатационных напряжений. Для них требуется, чтобы ширина выборки была не менее 30 мм и радиус кривизны дна выборки составлял не менее 15 мм. Если ширину по тем или иным причинам нельзя увеличить, переход от профиля донной части выборки в виде дуги окружности к эллипсной форме с соотношением полуосей эллипса  $S1/2$  позволяет снизить концентрацию напряжений еще на 20 %.

5.4.3.4. Использование аустенитного варианта заварки целесообразно применять при ремонте зон корпусных деталей с рабочей температурой металла не выше 400 °С. Более высокотемпературные зоны рекомендуется ремонтировать специальными перлитными электродами без термической обработки детали в соответствии с принятыми нормативными документами.

5.4.3.5. Технология ремонтной заварки без термической обработки выбирается в зависимости от температуры металла в зоне ремонта, объема выборки и соответствия металла критериям надежности (см. п. 6). При общем объеме отдельной выборки более 1000 см<sup>3</sup> или глубине свыше 40 % толщины стенки выбор технологии заварки осуществляется экспертной организацией.

5.4.3.6. В случае образования сквозных трещин, планируемые ремонтные мероприятия рекомендуется согласовывать с экспертной организацией. Эти материалы будут использованы для анализа и организации банка данных.

## **5.5. Изменение тепловой схемы турбины**

### **5.5.1. Охлаждение роторов среднего давления.**

Для отечественных турбин мощностью 300 и 500 МВт разработаны системы охлаждения роторов среднего давления с подводом пара первого отбора в зону переднего концевое уплотнения и под диафрагму второй ступени. Достижимое снижение температуры ротора в зоне думмиса и первых двух ступеней более чем на порядок снижает скорость накопления повреждений от ползучести на поверхности осевого канала и в зоне обода.

**5.5.2.** Подвод горячего пара к переднему концевому уплотнению ЦСД.

Конструкция роторов среднего давления турбин К-200-130 ЛМЗ и К-300-240 ХТЗ и схема подвода пара к переднему концевому уплотнению определяют высокие термические напряжения на поверхности думмиса этих роторов при пусках из горячего и неостывшего состояний. Эффективным средством снижения этих напряжений более чем в 2 раза является отработанная на блоках 200 МВт подача горячего пара промперегрева от соседних блоков на переднее уплотнение ЦСД для предварительного прогрева ротора перед пуском.

### **5.5.3. Обогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД.**

Обогрев фланцевых соединений ЦВД и ЦСД с подачей пара в приваренные к наружной поверхности фланца коро-



ба и частично — в обнизку горизонтального разъема не только усложняет схему и эксплуатацию турбины, но и приводит зачастую к появлению высоких напряжений и трещин во фланцах. Поэтому при переходе к эксплуатации турбины за пределами расчетного срока службы важно обратить внимание на тип и состояние системы обогрева и, при необходимости, во время капитального ремонта смонтировать систему обогрева фланцев и шпилек с подводом греющего пара в обнизку.

#### 5.5.4. Изменение схемы дренирования паровпуска ЦВД.

При отключении турбины наблюдается выброс конденсата, скапливающегося в отключенных дренажных линиях паровпуска ЦВД, на внутреннюю поверхность корпуса, а в последующем и появление трещин в стенке вблизи этого дренажа.

Рекомендуется выполнение постоянно действующего дренажа из этой камеры, соединенного с дренажной линией первого отбора. До изменения схемы дренирования рекомендуется при плановых остановках или в случаях, когда есть возможность, предварительно перед отключением турбогенератора открыть дренаж из камеры паровпуска, выполнить такую операцию и сдренировать конденсат, скопившийся в трубке.

Если при капитальном ремонте в корпусе вблизи дренажного отверстия обнаружены трещины, то они удаляются. Если же из-за этого приходится увеличивать диаметр отверстия, то можно, увеличив его до  $D_y50$ , использовать для отбора пара на обогрев фланцев этого цилиндра.

### **5.6. Рекомендации по дополнительному эксплуатационному контролю поврежденных или исчерпавших свой расчетный ресурс корпусных деталей турбин**

5.6.1. При приближении срока эксплуатации корпусных деталей турбины к их индивидуальному ресурсу или при необходимости их дальнейшей эксплуатации с неудаленными дефектами для обеспечения требований безопасности и надежности эксплуатации турбины предлагается разработанная ОАО ВТИ система слежения за ростом трещин.

**5.6.2.** Система слежения за ростом трещины включает непрерывный локальный контроль температуры и давления с наружной стороны детали в зоне возможного пропаривания для раннего оповещения об аварийной ситуации.

## **6. КРИТЕРИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МЕТАЛЛА ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТУРБИН**

В настоящем разделе описаны критерии эксплуатационной надежности роторов и корпусных деталей турбин, относящиеся к экспериментальным методам контроля за металлом. Расчетные критерии надежности, относящиеся к определению расчетом допустимого значения накопленной поврежденности, допустимых и критических размеров дефектов, а также запасы прочности по напряжениям и деформациям, запасы по циклической и статической долговечности и другие приведены в приложении С.

### **6.1. Цельнокованные роторы**

**6.1.1.** До исчерпания расчетного ресурса срок эксплуатации (в часах наработки) роторов высокого и среднего давления, эксплуатирующихся при температуре пара 450 °С и выше, может быть увеличен сверх паркового ресурса без ограничений по срокам и объемам обследования и режимам эксплуатации турбины при положительных результатах контроля металла в соответствии с п. 6.1.2 настоящей Инструкции.

**6.1.2.** Состояние металла роторов может быть признано удовлетворительным, если соблюдены следующие условия.

**6.1.2.1.** На поверхности осевого канала отсутствуют глубокие выборки, уступы, подрезы, препятствующие проведению дефектоскопического контроля канала.

**6.1.2.2.** Значение накопленной остаточной деформации ползучести, измеренное со стороны осевого канала, для роторов из сталей Р2 и Р2МА не превышает 1 %, а для роторов из других марок сталей — 0,8 %; средняя скорость ползучес-

ти, определенная по результатам двух или более измерений, не превышает для роторов из сталей Р2 и Р2МА  $0,5 \cdot 10^{-5}$  %/ч, а для роторов из других марок сталей  $0,4 \cdot 10^{-5}$  %/ч.

6.1.2.3. На поверхности осевого канала в районе высокотемпературной зоны (рабочая температура металла 400 °С и выше) отсутствуют крупные одиночные равноосные дефекты с диаметром 3 мм и более или скопление более мелких дефектов в количестве более 10 шт. на площади 60 см<sup>2</sup>. Точечные дефекты размером менее 1,5 мм не учитываются.

6.1.2.4. Отсутствуют коррозионные повреждения поверхности осевого канала в районе низкотемпературных зон глубиной более 2 мм.

6.1.2.5. На наружной поверхности ротора и на поверхности осевого канала отсутствуют протяженные трещиноподобные дефекты глубиной более 1 мм.

6.1.2.6. В объеме поковки отсутствуют дефекты, размер которых по сопоставлению с плоскими отражателями, а также их количество не превосходят следующие нормы:

- общее количество дефектов эквивалентным диаметром от 2 до 4 мм включительно не превышает 30 шт., в том числе в районе бочки не более 10 шт., причем в зоне бочки дефекты должны находиться на расстоянии не менее 50 мм друг от друга;

- отдельные дефекты эквивалентным диаметром от 2 до 4 мм включительно в обоих концах ротора должны находиться на расстоянии не менее 50 мм друг от друга, если они расположены на одной прямой, параллельной оси ротора; не менее 30 мм, если они располагаются на одной окружности, и не менее 15 мм, если дефекты располагаются в одном радиальном направлении;

- отдельные разрозненные дефекты эквивалентным диаметром до 2 мм включительно не учитываются;

- дефекты эквивалентным диаметром от 4 до 6 мм включительно с расстоянием между ними не менее 50 мм допускаются в количестве не более 10 шт. по длине ротора;

- дефекты эквивалентным диаметром более 6 мм в роторе не допускаются.

6.1.2.7. Степень сфероидизации (дифференциации) второй структурной составляющей в металле высокотемпературных ступеней ротора не должна превышать 3 балл по утвержденному нормативному документу.

6.1.2.8. Твердость металла высокотемпературной зоны ротора из стали ЭИ 415 не ниже 200 НВ, а из других марок сталей — не ниже 180 НВ.

**6.1.3.** По исчерпанию расчетного ресурса, но при положительных результатах контроля металла в соответствии с п. 6.1.2, ротор допускается к дальнейшей эксплуатации. Срок его эксплуатации до очередного контроля состояния металла и объем этого контроля определяет экспертная организация.

**6.1.4.** При неудовлетворительных результатах контроля металла возможность и условия дальнейшей эксплуатации ротора, а также использование тех или иных мероприятий по повышению надежности его эксплуатации, изложенных в разделе 5 настоящей Инструкции, определяет экспертная организация.

## **6.2. Корпусные детали**

**6.2.1.** Основными критериями надежности металла корпусных деталей являются:

- состояние структуры и уровень физико-механических свойств металла;
- фактическая средняя скорость роста трещины за межремонтный период;
- глубина трещины, в том числе в зонах, недоступных для ремонта.

**6.2.2.** Требования по структуре и свойствам металла при комнатной и рабочей температурах, определяемым на образцах и спилах по эскизам, высылаемым экспертной организацией, приведены в таблице 6.1.

**6.2.3.** Фактическая средняя скорость роста трещины за межремонтный период не должна превышать  $10^{-3}$  мм/ч.

**Таблица 6.1**

Механическая или структурная характеристика, единица измерения	Температура испытания, °С	Допустимое значение (не менее) для сталей марок		
		15Х1М1ФЛ	20ХМФЛ	20ХМЛ
1. Предел текучести, МПа	20	255	245	220
2. Доля вязкой составляющей в изломе ударного образца Шарпи (КСИ), %	150/80	100/50	100/50	100/50
3. Ударная вязкость (КСИ), кДж/м <sup>2</sup>	150/80	300	300	300
4. Критическое раскрытие при ударном нагружении, мм	Температура пара на входе	0,25	0,25	0,25
5. Горячая твердость, МПа	Температура пара на входе	850	950	900
6. Твердость, НВ	20	145	140	135
7. Количество пор ползучести диаметром > 2,0 мкм в одном поле зрения, × 500	20	3 (не более)	5 (не более)	5 (не более)

**6.2.4.** В случае невозможности удаления имеющейся трещины, а также при прочих неудовлетворительных результатах контроля металла возможность и условия дальнейшей эксплуатации корпуса, использование мероприятий по повышению надежности его эксплуатации, изложенных в разделе 5 настоящей Инструкции, определяет экспертная организация.

# Приложение А

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины	Определения
1	2
<b>Долговечность</b>	<p>Свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленных условиях эксплуатации и системе технического обслуживания и ремонта.</p> <p><b>Примечания –</b></p> <p>1 В некоторых случаях установленные условия эксплуатации могут включать установленные последовательность или сочетание нагрузок.</p> <p>2 Переход в предельное состояние, когда дальнейшее применение объекта по назначению недопустимо по экономическим или техническим причинам, является примером исчерпания его срока службы</p>
<b>Надежность</b>	<p>Свойство объекта сохранять во времени и установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.</p> <p><b>Примечание –</b> Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенное сочетание этих свойств</p>
<b>Предельное состояние</b>	<p>Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно</p>
	<p>«...Для ремонтируемых объектов выделяют два или более видов предельных состояний. Например для двух видов предельных состояний требуется отправка объекта в средний или капитальный ремонт, т.е. временное прекращение применения объекта по назначению. Третий вид предельного состояния предполагает окончательное прекращение применения объекта по назначению. Критерии предельного состояния каждого вида устанавливаются нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) и (или) эксплуатационной документацией.»</p>
<b>Ресурс</b>	<p>Суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние</p>
<b>Срок службы</b>	<p>Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние</p>

Термины	Определения
1	2
<b>Остаточный ресурс</b>	Суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние. <i>Примечание</i> – Аналогично вводятся понятия остаточной наработки до отказа, остаточного срока службы и остаточного срока хранения
<b>Назначенный ресурс</b>	Суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния «...При достижении объектом назначенного ресурса, в зависимости от назначения объекта, особенности эксплуатации, технического состояния и других факторов объект может быть списан, направлен в средний или капитальный ремонт... или может быть принято решение о продолжении эксплуатации...»
<b>Отказ</b>	Событие, заключающееся в нарушении работоспособности состояния объекта
<b>Живучесть</b>	«...Под «живучестью» понимают свойство объекта, состоящее в его способности противостоять развитию критических отказов из-за дефектов и повреждений при установленной системе технического обслуживания и ремонта, или свойство объекта сохранять ограниченную работоспособность при воздействиях, не предусмотренных условиями эксплуатации, или свойство объекта сохранять ограниченную работоспособность при наличии дефектов или повреждений определенного вида, а также при отказе некоторых компонентов. Примером служит сохранение несущей способности элементами конструкции при возникновении в них усталостных трещин, размеры которых не превышают заданных значений...»
<b>Парковый ресурс</b>	Наработка однотипных по конструкции и условиям эксплуатации объектов, при которой не произойдет отказа
<b>Предельное состояние для ротора</b>	Появление в роторе макротрещины, после чего его эксплуатация без выполнения специальных мероприятий по восстановлению надежности недопустима
<b>Предельное состояние для корпуса</b>	Появление в корпусе трещины определенной глубины, после чего его эксплуатация без выполнения специальных мероприятий по восстановлению надежности недопустима
<b>Расчетный ресурс ротора или корпуса</b>	Наработка ротора или корпуса до своего предельного состояния, уменьшенная в соответствии с принятыми коэффициентами запаса (по напряжениям, деформациям, циклам, накопленной поврежденности)
<b>Индивидуальный ресурс</b>	Назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств металла и условий его эксплуатации

**ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ  
ВИЗУАЛЬНОГО ОСМОТРА ПОВЕРХНОСТИ  
ОСЕВОГО КАНАЛА**

1. Визуальный осмотр поверхности осевого канала проводится дважды:

— для оценки состояния поверхности после ее зачистки металлическими щетками, продувки сжатым воздухом, протирки ветошью и обезжиривания (фиксируется состояние окарины, наличие локальных выборок, камер, уступов, задиров);

— для оценки качества зачистки поверхности от окарины и непосредственного осмотра на предмет выявления видимых дефектов в осевом канале (проводится после зачистки поверхности канала хонинговальной головкой).

2. Визуальный осмотр рекомендуется производить с помощью перископа РВП-456. Допускается использование перископов других типов или эндоскопов, предназначенных для осмотра внутренних поверхностей, позволяющих просматривать поверхность с не менее чем двухкратным увеличением при достаточной ее освещенности и снабженных мерной линейкой для определения координат просматриваемого участка.

3. Длина перископа (эндоскопа) в собранном виде должна соответствовать длине ротора. При осмотре канала отдельно с обоих концов длина перископа (эндоскопа) должна составлять не менее половины длины ротора.

4. При просмотре канала необходимо использовать центрирующие диски. Диаметр дисков выбирается в зависимости от диаметра осевого канала ротора. Во избежание образования царапин на контролируемой поверхности, рекомендуется центрирующие диски изготавливать из мягких материалов (фторопласта, текстолита и т.п.). Допускается кромки штатных металлических дисков покрывать мягким материалом (изоляционной лентой).

5. Визуальному осмотру подлежит поверхность осевого канала по всей длине ротора объективом кругового зрения



(при применении РВП-456) с двукратным увеличением. Отдельные места поверхности в случае необходимости просматриваются более тщательно объективом углового зрения с трехкратным увеличением.

**6.** В собранном виде перископ (эндоскоп) осторожно вводится объективом вперед в осевой канал. Поверхность канала осматривается через окуляр по мере медленного продвижения прибора. При обнаружении дефекта перископ (эндоскоп) устанавливается в положение наилучшей видимости дефекта. Координаты дефекта фиксируются по его удалению (мм) от торца ротора и по его ориентации в окружном направлении (указывается номер отверстия на полумуфте, против которого расположен дефект), а также описывается характер и размеры дефекта.

По окончании осмотра перископ (эндоскоп) осторожно выводится из канала и разбирается.

**7.** Результаты контроля заносятся в Протокол, где указывается:

- тип прибора;
- наличие на поверхности канала локальных выбонок, камер, уступов, задиров;
- качество зачистки поверхности канала от окалины;
- результаты контроля с указанием координат, размеров и характера выявленных дефектов.

## П р и л о ж е н и е В

### ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ МАГНИТОПОРОШКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ ПОВЕРХНОСТИ ОСЕВОГО КАНАЛА РОТОРА

#### 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Магнитопорошковая дефектоскопия (МПД) распространяется на паровые турбины, роторы которых изготовлены из низко- и среднелегированных (хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых и хромомолибденовольфрамованадиевых) сталей перлитного класса по действующей нормативной документации, например 34ХМА, 25Х1М1ФА (Р2, Р2МА), 20Х3МВФА (ЭИ-415А).

1.2. Методика не распространяется на роторы, имеющие в осевом канале местные расточки и выборки в виде камер, не подлежащие зачистке и контролю МПД.

1.3. МПД осевого канала ротора не гарантирует выявление дефектов, плоскости которых параллельны направлению магнитного потока или составляют с ним угол менее 30°.

1.4. Контролю МПД подлежит поверхность осевого канала ротора турбины, принятая по результатам визуального контроля. МПД должна предшествовать ультразвуковой дефектоскопии.

1.5. Магнитопорошковый контроль по настоящей Инструкции обеспечивает выявление продольных поверхностных и подповерхностных дефектов типа трещин, усредненные параметры которых превышают следующие значения: раскрытие — 10 мкм, глубина — 100 мкм, протяженность — 1000 мкм.

Данный уровень чувствительности соответствует условному уровню чувствительности "Б" по действующей нормативной документации.

1.6. Шероховатость контролируемой поверхности для достижения заданного уровня чувствительности не должна превышать значения  $R_z = 10$  мкм.

1.7. Подразделение магнитопорошкового контроля на предприятии оснащается: серийными и специализированными

дефектоскопами, контрольными образцами, электроизмерительной аппаратурой для контроля режимов намагничивания и размагничивания и устройствами для нанесения магнитной суспензии на контролируемую поверхность канала ротора.

**1.8.** Контроль рекомендуется проводить звеном из двух-трех контролеров, один из которых должен иметь право на выдачу заключения по результатам контроля.

## **2. АППАРАТУРА И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ**

**2.1.** Дефектоскопическая аппаратура и средства контроля.

**2.1.1.** Используемые для контроля дефектоскопы должны обеспечивать:

— намагничивание изделий выпрямленным (одно- или двухполупериодным) и импульсным видами токов;

— размагничивание канала ротора переменным или знакопеременным (выпрямленным импульсным) токами;

— напряженность магнитного поля на поверхности контролируемого осевого канала ротора, значение которой определено в пп. 3.5, 3.6 и достаточной для достижения чувствительности при выявлении дефектов, указанных в п. 1.3 настоящей Инструкции.

**2.1.2.** Передвижные, переносные и специализированные дефектоскопы должны оснащаться измерителями намагничивающего тока или поля с погрешностью измерения не более 10 %.

**2.1.3.** Измерительные приборы и средства контроля, применяемые при дефектоскопии осевого канала ротора турбины, подлежат периодической проверке не реже, чем 1 раз в год, службами метрологии в установленном на предприятии порядке.

**2.1.4.** Для проведения МПД поверхности осевого канала ротора рекомендуется использовать следующее оборудование:

— передвижные дефектоскопы, позволяющие проводить как намагничивание, так и размагничивание ротора типов

УНМД 2000/8000 (разработчик НПО "Спектр", г. Москва), ДМП-3М (разработчик НПО ЦНИИТМАШ), МД-50П (разработчик ПО "Волна", г. Кишинев) и другие дефектоскопы с аналогичными характеристиками;

– выпрямители универсальные для сварки (не предусматривающие схемы размагничивания) типов ВСВУ-400, ВДУ-50643 (ПО "Электромеханика", г. Ржев), ВКСМ-1000, ПСМ-500 и др.;

– краскопульт ручной типа С-536А;

– перископ типа РВП-456 или другие приборы для визуального осмотра поверхности;

– труба диаметром 50 – 60 мм из немагнитного токопроводящего материала, например, алюминия;

– кабель сварочный сечением 25-30 мм<sup>2</sup> и длиной 120 м в резиновой или хлорвиниловой изоляции;

– переносной источник ультрафиолетовой облученности типа КД-33л;

– магнитометр МФ-23И для измерения напряженности магнитного поля (НПО "Спектр", г. Москва);

– анализатор контроля концентрации и качества магнитной суспензии типа АКС-1С (ЧПЗ, г. Чебоксары), МФ-10СЛ (НПО "Спектр", г. Москва) и др.

## 2.2. Контрольные образцы.

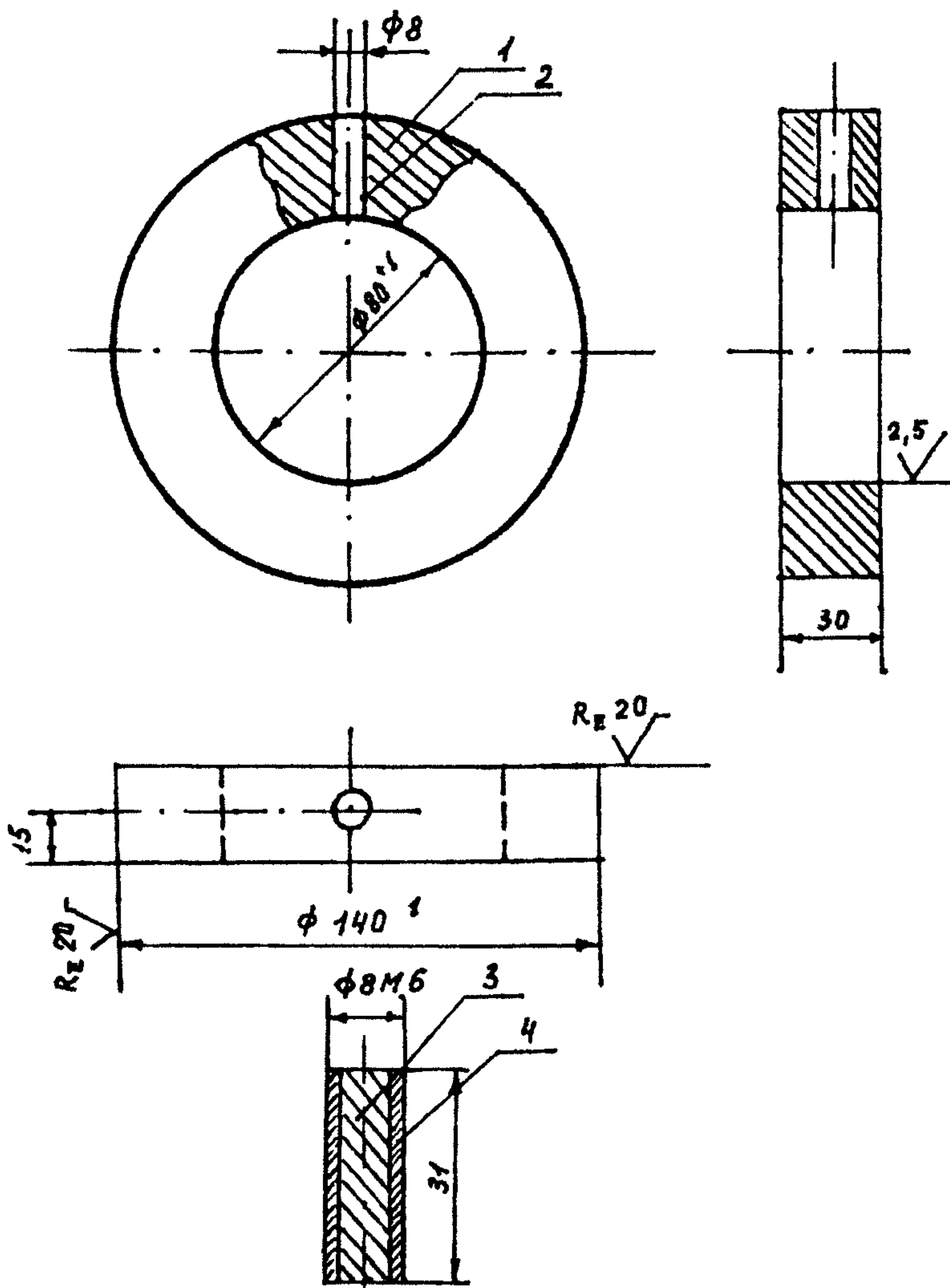
2.2.1. Форма образца и расположение имитаторов дефектов (реальных дефектов) должны позволять проводить проверку качества магнитной суспензии и работоспособность дефектоскопа по заданным расчетному режиму и технологии контроля.

Общий вид контрольного образца показан на рисунке В.1.

2.2.2. Основной параметр имитатора дефекта контрольного образца – ширина раскрытия, должен удовлетворять требованию условного уровня чувствительности "Б" по п. 1.5 приложения В настоящей Инструкции.

2.2.3. Аттестация контрольных образцов проводится службами неразрушающего контроля и метрологии.

2.2.4. Переаттестация контрольного образца должна производиться 1 раз в 2 года. Результаты переаттестации заносятся в паспорт.



1 — имитатор дефекта; 2 — контролируемая поверхность;  
 3 — вставка; 4 — немагнитное покрытие

**Рисунок В.1 — Контрольный образец**

2.2.5. На контрольный образец составляется паспорт, содержащий:

- фотографию с индикаторными следами магнитного порошка над выявленными дефектами;
- материал образца;
- способ контроля, вид и схему намагничивания;
- вид намагничивающего тока или поля и их значения;
- количество дефектов, длину каждого или общую их протяженность;
- свидетельство о проверке (аттестации) магнитного порошка;
- подпись службы метрологии и неразрушающего контроля;
- результаты аттестации, переаттестации.

2.2.6. Проверка пригодности контрольного образца проводится с помощью контрольной суспензии с аттестованным магнитным порошком.

### 2.3. Магнитные порошки и суспензии

2.3.1. В качестве индикаторов несплошностей материала изделий при МПД используются черные, цветные магнитные и магнитолюминесцентные порошки или суспензии на основе этих порошков.

2.3.2. В качестве жидкой дисперсионной среды для составления магнитной суспензии применяют масло, керосин, их смесь и воду.

2.3.3. При приготовлении магнитных суспензий содержание черного, цветного или люминесцентного порошка в дисперсионной среде должно соответствовать рекомендациям производителя порошка, указанным в руководстве по его применению.

В случае отсутствия рекомендаций производителя порошка, содержание магнитного порошка в 1 л дисперсионной среды должно соответствовать: черного  $(25 \pm 5)$  г, магнитолюминесцентного  $(4 \pm 1)$  г.

2.3.4. Рекомендуемые составы магнитных суспензий:

- водная магнитная суспензия, состав № 1
- |   |                |
|---|----------------|
| Порошок магнитный черный,                 | $(25 \pm 5)$ г |
| или магнитолюминесцентный "люомагпор-3Б", | $(4 \pm 1)$ г  |
| Нитрит натрия,                            | $(15 \pm 2)$ г |

Тринарий фосфат технический,	(10±1) г
Эмульгатор ОП-7 (ОП-10),	(5±1) г
или "сульфанол", ТУ,	(2±1) г
Вода питьевая	1000 мл
– керосиномасляная суспензия, состав № 2	
Порошок магнитный черный,	(25±5) г
или магнитолюминесцентный "люмагпор-3Б"	(4±1) г
Керосин осветительный,	500 мл
Масло трансформаторное, или масло МК-8	500 мл

*Примечание* – В состав водных магнитных суспензий должны входить поверхностно-активные, антикоррозионные и стабилизирующие компоненты. Водную суспензию необходимо оберегать от масла и загрязнений, вызывающих коагуляцию порошка и снижение чувствительности ее к выявлению несплошностей.

При использовании магнитолюминесцентного порошка жидкая дисперсионная среда не должна гасить люминесценцию индикатора и создавать дополнительный люминесцирующий фон, затрудняющий расшифровку индикаторных следов дефектов.

### 2.3.5. Приготовление магнитных суспензий.

Вначале приготавливают жидкую дисперсионную среду (водную или керосино-масляную), для чего все компоненты жидкой среды (кроме магнитного порошка) растворяют в теплой (50 – 70 °С) воде, а керосин смешивают с маслом.

Магнитный порошок предварительно смешивают с небольшим количеством жидкой основы суспензии до получения сметанообразной массы (вливая жидкость в порошок), а затем в полученную массу, не прекращая перемешивания, вливают остальной необходимый объем жидкости.

2.3.6. Срок хранения приготовленной суспензии не должен превышать 10 дн.

2.3.7. Концентрация магнитной суспензии проверяется при неоднократном ее использовании каждый раз перед проведением контроля с помощью прибора типа АКС-1С или его аналога. Допускается проводить контроль концентрации суспензии другими способами, например, методом отстоя, если достоверность результатов контроля не хуже, чем контроль с помощью АКС-1С.

2.3.8. Качество готовой магнитной суспензии проверяется перед проведением контроля с помощью контрольного образца с несплошностями (имитаторами дефектов), удовлетворяющими принятому данной инструкцией уровню чувствительности, или приборов МФ-10СП, АКС-1С (или их аналогов).

### **3. ПОДГОТОВКА К ПРОВЕДЕНИЮ КОНТРОЛЯ**

**3.1.** Перед проведением контроля необходимо:

- выбрать способ контроля по магнитным характеристикам стали контролируемого ротора;
- выбрать способ и схему намагничивания в соответствии с размерами и формой изделия;
- провести выбор и расчет поля и тока намагничивания;
- подготовить аппаратуру, собрать схему и провести намагничивание металла ротора в зоне осевого канала.

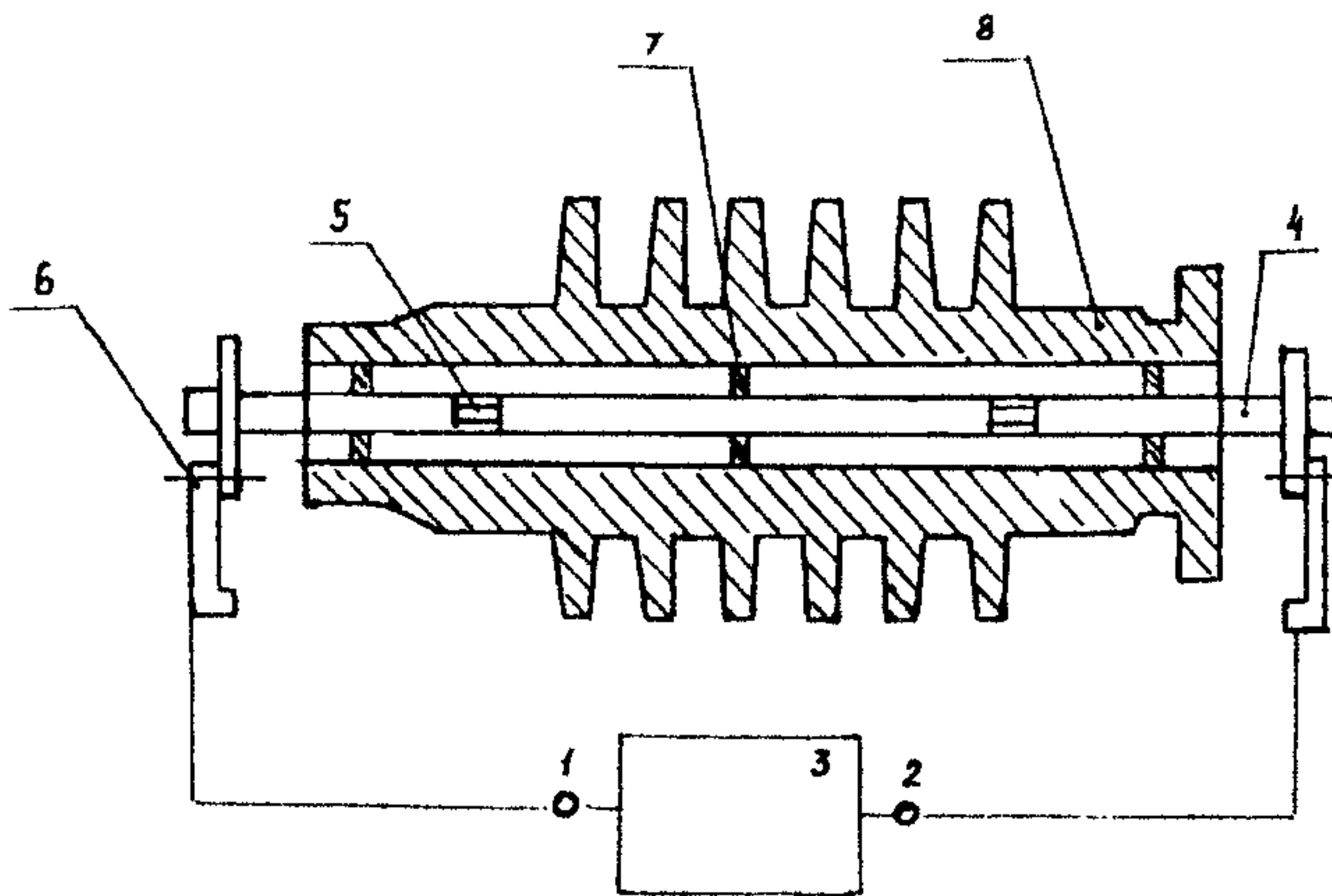
**3.2.** Контроль металла в зоне осевого канала ротора осуществляется способом остаточной намагниченности.

**3.3.** Намагничивание поверхности осевого канала проводится циркулярным видом двумя способами.

**3.3.1.** Циркулярный вид намагничивания путем пропускания тока через проводник в виде, например, дюралевой трубы диаметром 50–60 мм с центрирующими изоляционными опорами является более предпочтительным, так как обеспечивает проведение по завершении контроля операции размагничивания ротора. Схема намагничивания и размагничивания при данном способе приведена на рисунке В.2.

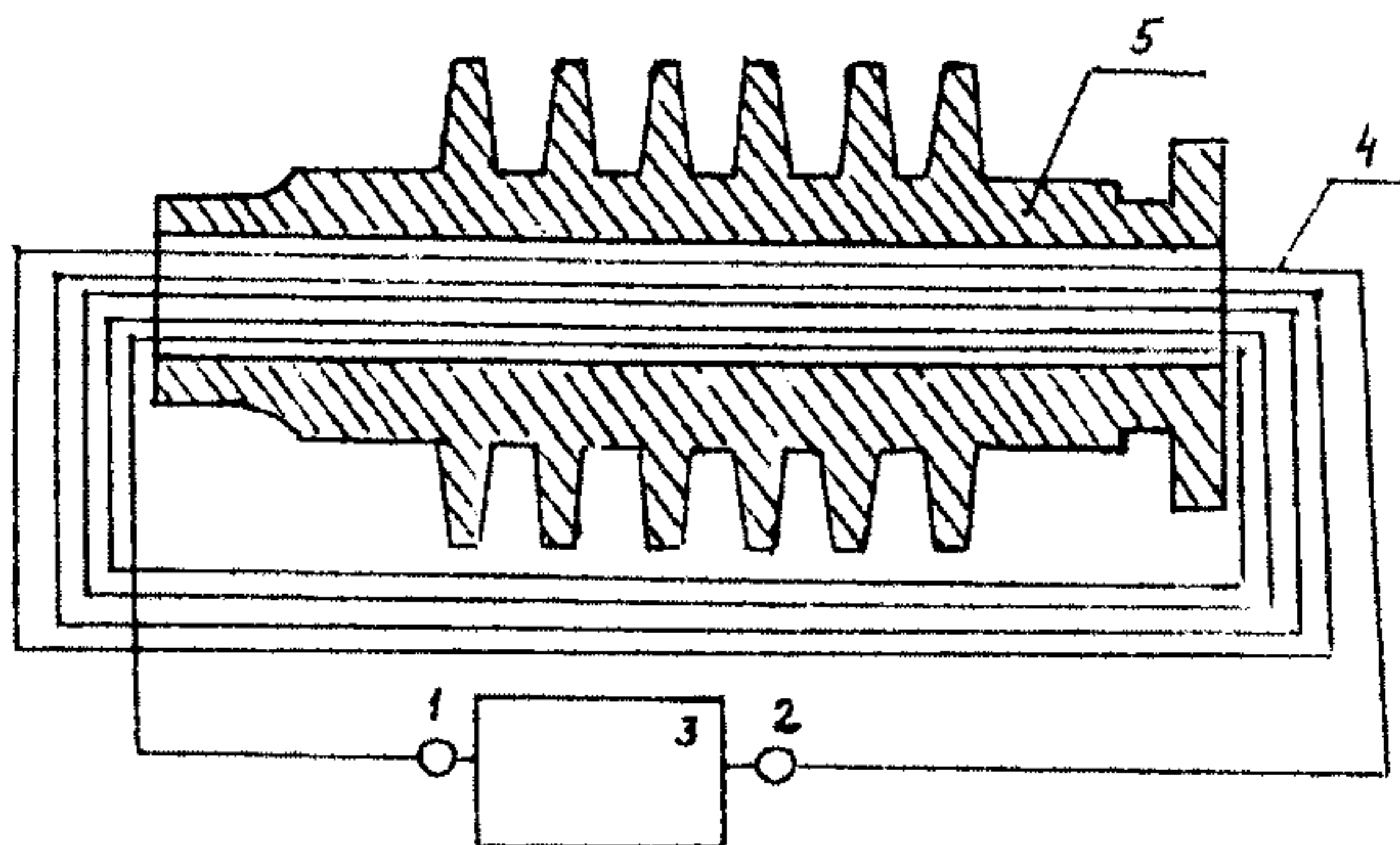
**3.3.2.** Намагничивание металла ротора путем нанесения тороидальной обмотки из 8-10 витков допускается осуществлять в том случае, когда не требуется проведение операции его размагничивания. При такой схеме намагничивается не только поверхностный слой металла в зоне осевого канала, но и наружная поверхность ротора и лопатки, что создает большие трудности для размагничивания этих деталей до необходимого уровня. Схема намагничивания ротора с помощью тороидальной обмотки приведена на рисунке В.3.





1, 2 — клеммы подключения проводника к источникам намагничивания и размагничивания; 3 — источник намагничивания и размагничивания; 4 — проводник (труба) для намагничивания и размагничивания; 5 — муфты для стыковки частей проводника; 6 — зажимы проводника (трубы); 7 — центрирующие шайбы; 8 — ротор

**Рисунок В.2 — Схема намагничивания и размагничивания с помощью проводника (трубы) тока, проходящего через осевой канал ротора**



1, 2 — клеммы для подключения токопровода; 3 — источник намагничивания; 4 — тороидальная обмотка 8-10 витков проводника сечением 25—30 мм<sup>2</sup>; 5 — ротор

**Рисунок В.3 — Схема намагничивания ротора с помощью тороидальной обмотки, навитой на ротор через осевой канал**

**3.4.** Для намагничивания канала ротора необходимо использовать выпрямленный одно- или двухполупериодный или импульсные виды тока.

**3.5.** Намагничивание осевого канала ротора для достижения уровня чувствительности по п. 1.5 проводится с учетом достижения в металле поверхностного слоя канала ротора индукции насыщения  $B_r$ . Напряженность поля насыщения  $H_s$  для получения этой индукции выбирается в пределах 40–60 А/см.

**3.6.** Циркулярное намагничивание металла поверхностного слоя канала ротора осуществляется полем тока, проходящего по проводнику (трубе), пропущенного через осевой канал. Значение намагничивающего тока ( $I_M$ ) для получения максимальной остаточной намагниченности определяется по формуле

$$I_M = 3H_s \cdot D, \quad (3.1)$$

где  $D$  — диаметр осевого канала, см;

$H_s$  — напряженность магнитного поля насыщения контролируемой роторной стали, А/см.

**3.7.** Расчет тока ( $I$ ), протекающего по тороидальной обмотке, намотанной на ротор через осевой канал, производится по формуле

$$I = \frac{\pi D H_s}{W}, \quad (3.2)$$

где  $H_s$  — поле насыщения, А/см;

$W$  — количество витков тороидальной обмотки (не более 10).

## **4. ПРОВЕДЕНИЕ КОНТРОЛЯ**

**4.1.** Перед началом контроля ротор следует установить на опоры с небольшим наклоном осевого канала (не более 2°) в вертикальной плоскости для обеспечения стекания магнитной суспензии. Кроме того, необходимо предусмотреть возможность поворота ротора вокруг своей оси на 180°.

**4.2.** Служба неразрушающего контроля принимает заявки на проведение контроля при условии, что состояние поверхности канала соответствует требованиям карты контроля и настоящей Инструкции (п. 1.4).

**4.3.** МПД поверхности осевого канала проводится в следующей последовательности:

- проверяется работоспособность дефектоскопической аппаратуры;
- приготавливается магнитная суспензия и проверяется ее качество на контрольных образцах; делается запись в журнале;
- принимается качество зачистки поверхности осевого канала и производится ее подготовка для МПД;
- помещается намагничивающее приспособление или обмотка в осевой канал ротора и производится их подключение к дефектоскопу или источнику тока;
- включается дефектоскоп или источник тока. По индикатору устанавливается значение намагничивающего тока или поля согласно расчетным данным и указаниям карты контроля и производится намагничивание поверхностного слоя канала ротора;
- после намагничивания дефектоскоп (источник тока) отключается, и снимается намагничивающее приспособление (проводник или обмотка);
- верхняя часть поверхности осевого канала обрабатывается магнитной суспензией;
- обработанная поверхность просматривается на наличие дефектов;
- дефектные места отмечаются, определяются координаты дефектов и проводится оценка качества поверхности канала в соответствии с принятыми нормами;
- поверхность канала протирается ветошью;
- ротор поворачивается вокруг своей оси на 180°. Повторяются операции по нанесению магнитной суспензии и оценке качества металла ротора;
- производится размагничивание поверхности канала ротора;
- результаты контроля заносятся в протокол.

**4.4.** Для проверки работоспособности аппаратуры и качества магнитной суспензии необходимо провести намагничивание контрольного образца и обработать контролируемую поверхность образца магнитной суспензией.

После испытаний вид индикаторных следов осевшего порошка над дефектами на образце сверяется с фотодефектограммой, имеющейся в паспорте к контрольному образцу или инструкции по эксплуатации дефектоскопа. При совпадении дефектограмм делается запись в рабочем журнале: магнитный дефектоскоп соответствует паспортным данным и исправен; магнитная суспензия пригодна для контроля; чувствительность метода соответствует заданному уровню.

При несоответствии дефектограммы контрольного образца при испытаниях изображению дефектограммы в паспорте причина несоответствия устраняется инженерно-техническими работниками службы неразрушающего контроля предприятия.

**4.5.** Для подготовки поверхности под контроль (после перископического осмотра и устранения выявленных дефектов) необходимо непосредственно перед МПД очистить ее от пыли, шлака и других загрязнений, мешающих проведению контроля.

В случае наличия на поверхности канала следов масла, поверхность обезжиривается и, при необходимости, промывается моющими растворами, если контроль проводится с применением водной магнитной суспензии.

**4.6.** После подготовки поверхности канала под контроль необходимо провести его разметку и маркировку. Начало и направление отсчета должно быть замаркировано и отмечено на карте контроля. Маркировку по участкам (если смотреть в направлении перемещения рабочей среды) рекомендуется проводить по аналогии с часовым циферблатом или привязываться к номеру отверстия на полумуфте.

**4.7.** При контроле способом остаточной намагниченности продолжительность намагничивания составляет 2—5 с при 3—5-кратном включении тока.

Значение напряженности поля насыщения и тока намагничивания выбираются по рекомендациям пп. 3.5 и 3.6.

**4.8.** Магнитная суспензия наносится на поверхность осевого канала ротора с помощью краскопульта типа С-536А. Перед нанесением суспензии удочка краскопульта удлиняется так, чтобы форсунка вышла с противоположной стороны канала. В этом положении устанавливается режим разбрызгивания суспензии, после чего удочка плавно выводится из канала, и вращением форсунки достигается равномерное покрытие поверхности магнитной суспензией. Суспензия наносится за один проход. Сначала обрабатывается суспензией и подвергается перископическому (визуальному) осмотру и оценке качества верхняя часть осевого канала. Затем поверхность канала тщательно протирается, и ротор поворачивается вокруг своей оси на  $180^\circ$ , обрабатывается суспензией и контролируется в том же порядке вторая половина поверхности осевого канала, оказавшаяся после поворота ротора в верхнем положении.

**4.9.** При визуальном осмотре поверхность осевого канала освещается:

— либо электролампой накаливания, входящей в состав прибора (перископа или эндоскопа), при использовании в качестве индикатора черного магнитного порошка;

— либо источником ультрафиолетового излучения при использовании суспензии с магнитолюминесцентным порошком. Ультрафиолетовая лампа типа ДРУФ-125 закрепляется на перископе (эндоскопе) при проведении осмотра канала. Штатная лампа накаливания при этом отключается.

**4.10.** Расшифровка результатов контроля проводится по индикаторным следам валика осевшего магнитного порошка над несплошностью.

Под индикаторным следом следует понимать видимую визуально с помощью перископа (эндоскопа) длину плотного валика осевшего над несплошностью порошка. При этом длина индикаторного следа линейной несплошности равна протяженности выявленной несплошности.

**4.11.** При обнаружении дефекта перископ (эндоскоп) устанавливается в положение наилучшей видимости дефекта, фиксируются его размер и координаты. Координата-

ты дефекта определяются по его расстоянию (мм) от торца ротора и по его ориентации на развертке в окружном направлении.

**4.12.** Оценка качества канала проводится в соответствии с п. 6.1.2.5 настоящей Инструкции.

**4.13.** После проведения контроля поверхность осевого канала ротора необходимо размагнитить.

Для размагничивания проводник (труба) устанавливается в осевом канале ротора и подсоединяется к источнику размагничивания (дефектоскопу). Размагничивание осуществляется знакопеременным магнитным полем с убывающей от максимального значения до нуля амплитудой. Ток, создающий воздействующее поле, может быть переменным промышленной частоты, импульсным или выпрямленным однополупериодным и чередующейся полярностью и разной частотой коммутации.

Напряженность начального размагничивающего поля должна быть не менее напряженности намагничивающего поля, а при отсутствии данных о последнем поле — не менее 4-кратного значения коэрцитивной силы материала ротора. Значение тока (создающее соответствующее поле) при размагничивании канала током промышленной частоты с помощью проводника должно быть не менее 1000 А. При размагничивании ток плавно в течение 20–30 с уменьшается от наибольшего значения до нуля.

**4.14.** Степень размагничивания определяется с помощью измерителей или градиентометров магнитных полей (например, типов ФП-1, ПКР-1, МФ-22Ф, МФ-23Ф и других с аналогичными характеристиками). При измерении степени размагниченности датчик устанавливается на места с наличием рассеянного поля утечки (торцевая поверхность канала, углы, выступы и т.д.). Качественная (ориентировочная) оценка степени размагничивания проводится по притяжению к размагниченному участку канала ротора малых (примерно 5 г) ферромагнитных масс (5 скрепок) или по отклонению стрелки компаса. При необходимости можно использовать многократное (2–3 раза) размагничивание канала.

## **5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

**5.1.** При проведении работ по дефектоскопии необходимо соблюдать требования электробезопасности.

**5.2.** Перед включением дефектоскопа контролер должен убедиться в наличии заземления его визуальным осмотром. Сечение медного провода для заземления должно быть не менее 2,5 мм<sup>2</sup>.

**5.3.** При обнаружении неисправности дефектоскопического оборудования или в случае замыкания тока на корпус, работу по контролю следует прекратить и вызвать дежурного электрика для ликвидации неисправности.

**5.4.** При использовании масляной, керосиново-масляной суспензии обратить особое внимание на противопожарную безопасность.

**5.5.** Перед началом работы необходимо проверить исправность электропроводов, кабелей на целостность изоляции, а также наличие и исправность предохранителей и выключателей источников постоянного тока.

**5.6.** Переключение и отключение концов токопроводящих проводов, используемых для намагничивания роторов, проводятся только при выключенном напряжении.

## П р и л о ж е н и е Г

### МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВИХРЕТОКОВОМУ КОНТРОЛЮ ПОВЕРХНОСТИ ОСЕВОГО КАНАЛА ЦЕЛЬНОКОВАНОВОГО РОТОРА

#### 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические рекомендации (МР) устанавливают порядок проведения вихретокового контроля цельнокованных валов роторов паровых турбин со стороны осевого канала при их периодическом обследовании на электростанциях, ремонтных предприятиях, турбостроительных заводах с применением комплекса вихретоковой аппаратуры.

1.2. Цели контроля — выявление поверхностных несплошностей различной ориентации металла на поверхности осевого канала, определение местоположения дефектов и оценка их глубины.

1.3. Настоящие МР распространяются на цельнокованные роторы с диаметром осевого канала от 70 до 160 мм и не распространяются на роторы, имеющие в осевом канале локальные расточки, выборки, уступы.

1.4. Настоящие МР определяют основные технологические операции контроля, регламентируют его параметры, а также требования по технике безопасности.

#### 2. АППАРАТУРА И НАСТРОЕЧНЫЕ ОБРАЗЦЫ

2.1. В качестве средства контроля рекомендуется применять комплекс вихретоковой аппаратуры типа "Ротор" (разработка УралВТИ), который обеспечивает:

— выявление продольных и поперечных дефектов типа трещин на поверхности осевого канала протяженностью более 2 мм, глубиной более 0,5 мм и шириной раскрытия более 0,002 мм;

— автоматическое сканирование поверхности канала вихретоковым накладным преобразователем (ВТНП) с шагом сканирования не более одного эффективного радиуса ВТНП при помощи транспортно-сканирующего механизма (ТСМ);



- отстройку от зазора между ВТНП и поверхностью металла и регулировку уровня чувствительности;
- звуковую и световую индикацию наличия дефекта;
- регистрацию дефектов на съемный носитель;
- управление перемещением ВТНП;
- определение координат обнаруженного дефекта относительно выбранной точки отсчета;
- возможность оценки параметров обнаруживаемых дефектов (протяженности, глубины).

Допускается применение и других средств вихретокового контроля, обладающих техническими характеристиками не хуже перечисленных.

Уровень чувствительности аппаратуры должен соответствовать условному уровню чувствительности "Б" по действующей нормативной документации.

**2.2.** Для проверки настройки аппаратуры используют настроенные образцы № 1 и № 2 с искусственными дефектами. Образцы представляют собой прямоугольные бруски из стали той же марки, что и контролируемый ротор, или близкой к ней по электромагнитным свойствам. Рекомендуемые размеры образцов – 25×25×60 мм. В центральной части образца перпендикулярно плоскости грани на всю ширину грани фрезой делается прямоугольный пропил. Заготовка нагревается до температуры 300–600 °С и под прессом сжимается в направлении, поперечном пропилу, до получения раскрытия порядка 0,002 мм. Поверхность образца обрабатывается до уровня шероховатости  $R_z = 10$  мкм. Глубина искусственного дефекта на образце № 1 составляет 0,5 мм, на образце № 2 – 3 мм.

### **3. ПОДГОТОВКА К ПРОВЕДЕНИЮ КОНТРОЛЯ**

**3.1.** Ротор устанавливается на козлах так, чтобы имелся свободный доступ к обоим его торцам с возможностью ввода в осевой канал аппаратуры. Для установки пульта управления вихретоковым комплексом у одного из краев ротора сооружается подставка.

**3.2.** Вихретоковый контроль проводится после выемки пробок, закрывающих осевой канал, зачистки поверхности

канала от окалины до шероховатости  $R_z = 10$  мкм, обезжиривания и визуального осмотра поверхности.

**3.3.** На один из торцов ротора наносится азимутальная шкала (или используется накладная) с ценой деления не менее 15 град./деление. Начало отсчета ("0 град.") должно соответствовать отверстию № 1 под болт на полумуфте ротора.

**3.4.** Проводится подготовка к работе вихретокового комплекса в соответствии с Инструкцией по его эксплуатации; подключаются периферийные устройства регистрации, проверяется работоспособность ТСМ, устройств индикации и регистрации дефектов.

**3.5.** ВТНП устанавливается на бездефектный участок поверхности канала, на индикаторе глубины дефекта выставляется нулевое значение. Производится настройка чувствительности аппаратуры по образцу № 1: при перемещении ВТНП над искусственным дефектом должна стабильно срабатывать звуковая и световая индикация наличия дефекта, а устройство регистрации — регистрировать появление сигнала от дефекта. Фиксируются показания на индикаторе глубины дефекта при положении ВТНП над искусственным дефектом образца № 1, затем — образца № 2. Эти данные в дальнейшем используются для оценки глубины дефекта в роторе. Для более точной оценки глубины дефекта в роторе рекомендуется использовать большее количество настроечных образцов с различной глубиной искусственного дефекта.

**3.6.** ТСМ помещается в осевой канал, и фиксируется степень раскрытия центрирующих устройств. ВТНП устанавливается на расстоянии 15 мм от кромки осевого канала в положении "0 град." по азимутальной шкале.

После выполнения перечисленных операций вихретоковый комплекс готов к проведению контроля осевого канала ротора.

## **4. ПРОВЕДЕНИЕ КОНТРОЛЯ**

**4.1.** После операций по подготовке аппаратуры к работе приводится в действие ТСМ синхронно с устройством регистрации дефектов. Непрерывно ведется наблюдение за перемещением ТСМ и показаниями индикаторов. Поверхность канала вблизи торцов контролируется вручную.