

МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Физические методы контроля»

# МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

*Методические рекомендации к практическим занятиям  
для студентов специальности  
1-54 01 02 «Методы и приборы контроля качества  
и диагностики состояния объектов»*



Могилев 2019

УДК 620.179  
УДК 620.179  
ББК 31.22  
М 65

Рекомендовано к изданию  
учебно-методическим отделом  
Белорусско-Российского университета

Одобрено кафедрой «Физические методы контроля» «26» марта 2019 г.,  
протокол № 7

Составители: канд. техн. наук, доц. В. Ф. Поздняков;  
ст. преподаватель А. Н. Прудников

Рецензент канд. техн. наук, доц. С. В. Болотов

В методических рекомендациях кратко изложены основные теоретические сведения для выполнения практических заданий студентами специальности 1-54 01 02 «Приборы и методы контроля качества и диагностики состояния объектов».

Учебно-методическое издание

## МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Ответственный за выпуск	С. С. Сергеев
Технический редактор	А. А. Подошевка
Компьютерная верстка	Н. П. Полевничая

Подписано в печать . Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.  
Печать трафаретная. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. . Тираж 26 экз. Заказ №

Издатель и полиграфическое исполнение:

Межгосударственное образовательное учреждение высшего образования  
«Белорусско-Российский университет».

Свидетельство о государственной регистрации издателя,  
изготовителя, распространителя печатных изданий  
№ 1/156 от 07.03.2019.

Пр-т Мира, 43, 212022, Могилев.

© Белорусско-Российский  
университет, 2019



## Содержание

1 Практическое занятие № 1. Изучение нормативных и правовых документов по техническому диагностированию трубопроводов. Разработка программы технического диагностирования трубопровода.....	4
2 Практическое занятие № 2. Проведение технического диагностирования и составление отчета по результатам диагностирования трубопровода .....	8
3 Практическое занятие № 3. Изучение нормативных и правовых документов по техническому диагностированию воздухоборников. Разработка программы технического диагностирования воздухоборника .....	12
4 Практическое занятие № 4. Определение остаточного ресурса работы сосудов.....	15
5 Практическое занятие № 5. Проведение технического диагностирования и составление отчета по результатам диагностирования сосуда Дюара.....	20
6 Практическое занятие № 6. Проведение технического диагностирования и составление отчета по результатам диагностирования каната грузоподъемного крана.....	23
7 Практическое занятие № 7. Определение фактической группы режима работы грузоподъемных кранов. Оценка остаточного ресурса мостового крана по критерию усталостной прочности.....	25
8 Практическое занятие № 8. Проведение балансировки вращающихся валов машин и аппаратов .....	28
Список литературы.....	33
Приложение А. ....	35
Приложение Б. Содержание программы технического диагностирования технических устройств .....	36
Приложение В. Оценка прочности и остаточного ресурса трубопровода .....	37
Приложение Г. ....	41
Приложение Д. ....	42

# 1 Практическое занятие № 1. Изучение нормативных и правовых документов по техническому диагностированию трубопроводов. Разработка программы технического диагностирования трубопровода

**Цель работы:** ознакомление с системой технического диагностирования трубопроводов.

## 1.1 Основные теоретические сведения

**1.1.1 Анализ технической документации.** Анализ технической документации на трубопровод проводится в целях:

- проверки наличия паспорта трубопровода и правильности его заполнения;
- установления фактических условий эксплуатации трубопровода и соответствия их паспортным данным;
- анализа результатов предшествовавших диагностированию технических освидетельствований, ранее проведенных диагностирований и ремонтно-восстановительных работ;
- уточнения фактической наработки трубопровода в часах.

Анализу в общем случае подвергается следующая техническая документация:

- паспорт трубопровода;
- схема трубопровода;
- ремонтная документация;
- эксплуатационные документы;
- предписания территориального органа технадзора;
- заключения по результатам предыдущих технических освидетельствований и технических диагностирований.

При анализе технической документации проверяются:

- наличие в паспорте трубопровода записи о его регистрации;
- соответствие заводской маркировки трубопровода на корпусе и на фирменной табличке паспортным данным;
- использование трубопровода по прямому назначению.

Особое внимание уделяется анализу сведений о повреждениях и неисправностях в работе сосуда и о причинах, приведших к ним.

По результатам анализа технической документации уточняется программа технического диагностирования.

**1.1.2 Неразрушающий контроль трубопроводов.** Контроль качества сварных соединений и основного металла стальных трубопроводов включает:

- визуальный контроль и измерения;
- ультразвуковой или радиографический контроль;
- капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- ультразвуковую толщинометрию;
- определение содержания ферритной фазы;



- стилоскопирование;
- измерение твердости;
- механические испытания;
- контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии и др.);
- гидравлические или пневматические испытания.

Контроль качества сварных соединений неразрушающими методами следует проводить в соответствии с действующими ТНПА.

Неразрушающему контролю подвергают наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется техническими условиями на объект или другими ТНПА.

Визуальный и измерительный контроль проводят для выявления и измерения обнаруженных дефектов (поверхностные трещины всех видов и направлений, коррозионные повреждения, эрозионный износ, расслоения, вмятины, выпучины, механические повреждения), образовавшихся в процессе эксплуатации или на стадии монтажа или ремонта, развитие которых может привести к разрушению поврежденных элементов.

При проведении визуального контроля особое внимание следует обращать на возможность появления трещин в стыковых сварных соединениях по линии сплавления, зонах термического влияния и в наплавленном металле сварного шва и на кромках отверстий штуцеров, на поверхности вокруг них или внутри.

Появление коррозионных повреждений может наблюдаться в местах нарушения тепловой изоляции и возможного попадания воды на наружные поверхности.

Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

По результатам визуального контроля и измерений сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- форма и размеры шва должны быть стандартными;
- поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой; свищи, скопления пор, прожоги, незаплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу не допускаются.

Переход от наплавленного металла к основному должен быть плавным. Подрезы в местах перехода от шва к основному металлу допускаются по глубине не более 10 % толщины стенки трубы, но не более 0,5 мм. При этом общая протяженность подреза на одном сварном соединении не должна превышать 30 % длины шва.

В сварных соединениях трубопроводов I категории подрезы не допускаются. Трещины в шве, в зоне термического влияния и в основном металле не допускаются.

Дефекты сварных соединений подлежат устранению в установленном порядке до проведения неразрушающего контроля другими методами.

Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом следует производить после устранения дефектов, выявленных визуаль-



ным контролем и измерениями, и после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов магнитопорошковым или капиллярным методом.

Метод контроля (ультразвуковой, радиографический или оба метода в сочетании) выбирают исходя из возможности обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических свойств металла, а также освоенности данного метода контроля для конкретного объекта и вида сварных соединений.

По результатам ультразвукового контроля точечные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда эхосигналов от них превышает амплитуду эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

Протяженные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда сигналов от них превышает 0,5 амплитуды эхосигналов от искусственного отражателя. Условная протяженность цепочки точечных дефектов измеряется в том случае, если амплитуда эхосигнала от них составляет 0,5 и более амплитуды эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

Ультразвуковой контроль толщины стенки проводят в соответствии с требованиями действующих нормативных документов с целью определения количественных характеристик утонения стенки в процессе эксплуатации. По результатам толщинометрии определяют скорость коррозионного износа стенок и устанавливают сроки замены изношенных элементов или уровни снижения рабочих параметров, а также сроки проведения восстановительного ремонта.

Измерение толщины проводят в местах наибольшего коррозионного или эрозионного износа. Измерения толщины стенки гибов следует выполнять в растянутой и нейтральной зонах гибов.

Контроль методами цветной и магнитной дефектоскопии проводят по результатам осмотров на участках поверхности, где подозреваются образование трещины, или в местах выборок коррозионных язвин, трещин и других дефектов, или в местах ремонтных заварок, а также на участках, склонных к трещинообразованию.

Сварные соединения трубопроводов по результатам контроля капиллярным (цветным) методом считаются годными, если:

- индикаторные следы дефектов отсутствуют;
- все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;
- наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратных значений норм для ширины (диаметра);
- суммарная длина всех индикаторных следов на любом участке шва длиной 100 мм не превышает допустимой суммарной длины.

Округлые индикаторные следы с максимальным размером до 0,5 мм включительно не учитываются независимо от толщины контролируемого металла.

Чувствительность контроля должна соответствовать 2-му классу.

Сварные соединения по результатам магнитопорошкового или радиографического контроля считаются годными, если отсутствуют



протяженные дефекты.

Определение содержания ферритной фазы следует производить в сварных соединениях трубопроводов из аустенитных сталей.

Стилоскопированию на наличие основных легирующих элементов подлежат сварные соединения легированных сталей трубопроводов в следующих случаях:

- выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним сварщиком одной партией сварочных материалов;
- если соответствие использованных сварочных материалов назначенным вызывает сомнение;
- если после термической обработки твердость сварного соединения не соответствует установленным требованиям.

Сварные соединения трубопроводов из легированных сталей подлежат стилоскопированию в объеме 100 %.

Результаты стилоскопирования считаются удовлетворительными, если при контроле подтверждено наличие (отсутствие) и содержание соответствующих химических элементов в наплавленном или основном металле. При неудовлетворительных результатах стилоскопирования хотя бы одного сварного соединения в случае выборочного контроля стилоскопированию подлежат все сварные швы, выполненные с использованием той же партии сварочных материалов сварщиком, выполнившим данное сварное соединение.

Измерение твердости проводится для сварных соединений трубопроводов, изготовленных из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей.

Измерение твердости необходимо производить на каждом термообработанном сварном соединении по центру шва, в зоне термического влияния, по основному металлу. Результаты измерения твердости не должны превышать допустимую; при твердости, превышающей допустимую, сварные соединения следует подвергнуть стилоскопированию и при положительных его результатах – повторной термообработке. На сварных соединениях наружным диаметром менее 50 мм замер твердости не производится.

При выявлении методами неразрушающего контроля дефектных сварных соединений контролю подвергается удвоенное от первоначального объема количество сварных соединений на данном участке трубопровода, выполненных одним сварщиком.

Если при дополнительном контроле хотя бы одно сварное соединение будет признано негодным, контролю следует подвергать 100 % сварных соединений, выполненных на данном участке трубопровода.

## **1.2 Программа выполнения работы**

1.2.1 Изучить теоретические сведения.

1.2.2 Провести изучение документации на трубопровод (приложение А).

1.2.3 Выполнить эскиз трубопровода.



1.2.4 Разработать программу диагностирования трубопровода, используя приложение Б и [7–11].

## 2 Практическое занятие № 2. Проведение технического диагностирования и составление отчета по результатам диагностирования трубопровода

**Цель работы:** закрепление на практике методики проведения технического диагностирования трубопроводов различного назначения, составление отчета по результатам технического диагностирования.

### 2.1 Основные теоретические сведения

**2.1.1 Техническое диагностирование трубопроводов пара и горячей воды.** Перед началом технического диагностирования производится ознакомление и анализ эксплуатационной документацией. При анализе эксплуатационной документации выясняют наличие и полноту проектной и исполнительной документации и соответствие ее фактическому исполнению трубопровода. По документам на выполненные ремонтные работы на трубопроводе проверяют, в какой мере были соблюдены требования действующих нормативных документов.

Анализ документации необходимо дополнять информацией из бесед с эксплуатационным персоналом о фактических параметрах среды и об имевших место авариях трубопровода.

Перед началом технического диагностирования составляется схема контроля на основании исполнительной схемы трубопровода и эксплуатационной документации. Предоставленная исполнительная схема трубопровода должна содержать следующие сведения: марка стали, диаметры и толщины труб, протяженность трубопровода, расположение опор, компенсаторов, подвесок, арматуры, воздушников и дренажных устройств, сварных соединений с указанием расстояний между ними и от них до колодцев и абонентских вводов, расположения указателей для контроля тепловых перемещений с указанием проектных (расчетных) величин перемещений.

Для осмотра трубопровода сварные соединения и прилегающая к ним зона основного металла должны быть освобождены от тепловой изоляции. Тепловую изоляцию также полностью удаляют с криволинейных элементов трубопровода.

При визуальном осмотре считывают имеющуюся маркировку элементов трубопровода и документируют ее, проверяют соответствие исполнения сварных соединений и криволинейных элементов требованиям нормативной документации, выявляют возможные повреждения наружной поверхности. Местное утонение труб с наружной поверхности из-за металлургических дефектов, забоин или коррозии не должно превышать 10 % расчетной толщины стенки.

Измерение толщины стенки трубопровода необходимо выполнять на каждом элементе по обе стороны от сварного соединения. Каждое измерение



должно производиться не менее чем в трех точках, расположение которых по окружности определяется исходя из наиболее достоверного определения возможного износа стенок элементов трубопровода.

Для измерения толщины стенки следует применять ультразвуковые толщиномеры. Допускается применение других методов для определения толщины стенки и состояния внутренней поверхности трубопровода, удовлетворяющих требованиям нормативной документации.

*2.1.2 Техническое диагностирование технологических трубопроводов.* Перед началом технического диагностирования производится ознакомление и анализ эксплуатационной документацией. При анализе эксплуатационной документации выясняют наличие и полноту проектной и исполнительной документации и соответствие ее фактическому исполнению трубопровода. По документам на выполненные ремонтные работы на трубопроводе проверяют, в какой мере были соблюдены требования действующих нормативных документов.

Анализ документации необходимо дополнять информацией из бесед с эксплуатационным персоналом о фактических параметрах среды и об имевших место авариях трубопровода.

Перед началом технического диагностирования составляется схема контроля на основании исполнительной схемы трубопровода и эксплуатационной документации. Предоставленная исполнительная схема трубопровода должна содержать следующие сведения: марка стали, диаметры и толщины труб, протяженность трубопровода, расположение опор, компенсаторов, подвесок, арматуры, воздушников и дренажных устройств, сварных соединений с указанием расстояний между ними и от них до колодцев и абонентских вводов, расположения указателей для контроля тепловых перемещений с указанием проектных (расчетных) величин перемещений.

При техническом диагностировании технологических трубопроводов выполняется комплекс работ, с помощью которых производится обследование трубопроводов и оценка остаточного ресурса. При этом выполняется следующее.

*Визуальный контроль.* При визуальном контроле выполняется осмотр наружной поверхности основного металла и сварных швов. Особое внимание должно быть уделено местам повреждения изоляции, местам с видимыми подтеками, участкам с концентраторами напряжений (гибам, опорам, подвесам, компенсаторам).

В случае, когда трубопровод работает в условиях ползучести, при обследовании устанавливают фактический размер отдельных его элементов в направлении действия главного напряжения и в местах с наибольшей температурой стенки и сравнивают с размером, полученным при предыдущем обследовании.

Тщательному визуальному контролю внутренней поверхности подлежат те участки, где вероятнее всего происходит максимальный износ: застойные зоны, места скопления влаги и коррозионных продуктов; места раздела фаз «газ-жидкость», места изменения направления потоков, зоны входных и выходных штуцеров. Внутренний осмотр трубопроводов при помощи эндоскопа или других специализированных приборов производится для участков трубопроводов,

имеющих деформацию, когда возникает сомнение в качестве металла или элементов трубопровода.

*Ультразвуковая толщинометрия.* Замер толщин стенок трубопроводов должен проводиться на участках, работающих в наиболее сложных условиях: отводах, коленах, гйбах, тройниках, врезках, местах сужения трубопроводов, перед арматурой и после нее, в местах скопления влаги, веществ, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах, тупиковых и временно неработающих участках, корпусах арматуры, воротниках фланцев, а также на прямых участках трубопроводов через 20 м и менее. Обязательной толщинометрии подлежат отводы (колена, гйбы) в местах со стороны растянутой, а также на нейтральной линии гйба.

*Измерение твердости.* Измерение твердости металла и сварных швов имеет целью проведение косвенной оценки его прочностных характеристик и выявление элементов трубопроводов или отдельных их участков с явно выраженными отклонениями прочностных характеристик от стандартных значений.

Измерение твердости производится переносными твердомерами, пригодными для проведения замеров на слабо искривленных поверхностях.

В случае, если полученный результат показывает, что твердость металла или сварного шва не соответствует требованиям стандартов, производится не менее двух дополнительных замеров на расстоянии 20...50 мм от точек, показавших неудовлетворительный результат. При подтверждении полученного результата производится выявление размеров участка или длины сварного шва с нарушенной твердостью.

*Дефектоскопия.* Неразрушающий контроль (ультразвуковой, радиографический, цветная дефектоскопия, магнитопорошковая дефектоскопия и др.) следует проводить в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов.

Контроль ультразвуковым (УЗК) или радиографическим (РГГ) методом подлежит не менее 3 % сварных соединений трубопровода. В случае выявления недопустимых дефектов в сварных соединениях объем контроля увеличивают в 2 раза (6 %), а при выявлении и в этом случае недопустимых дефектов – принимается решение о контроле сварных соединений в объеме 100 %.

*2.1.3 Техническое диагностирование трубопроводов аммиачных холодильных установок.* На аммиачных холодильных установках диагностированию подлежат нагнетательный трубопровод на участке от компрессора до первого сосуда АХУ и всасывающий трубопровод на участке от последнего сосуда АХУ до компрессора.

Анализ технической документации. При анализе изучают паспорт трубопровода и прилагаемую к нему документацию (проектную, эксплуатационную, ремонтную и др.). В результате изучения документации должны быть установлены следующие данные по трубопроводу:

- наличие и правильность заполнения паспорта;
- наименование проектной и монтажной организации;
- дата монтажа и ввода в эксплуатацию;
- объем и вид контроля сварных соединений при монтаже и его результаты;



- расчетные и рабочие параметры;
- конструктивная схема трубопровода;
- сведения о нештатных ситуациях в период эксплуатации трубопровода, об их причинах, а также о ремонтных работах.

Визуальный контроль и анализ коррозионного состояния.

При определении соответствия трубопровода проекту необходимо обратить внимание на сортамент труб, расположение и конструкцию опор, геометрические размеры и форму трубопровода, наличие непредусмотренных проектом (или отсутствие предусмотренных) участков; при этом определяется также соответствие трубопровода требованиям нормативных документов.

При анализе коррозионного состояния трубопроводы без термоизоляции подвергаются визуальному контролю в объеме 100 %. Трубопроводы с термоизоляцией подвергаются выборочному контролю. Зоны для осмотра, в которых удаляется изоляция, должны находиться на прямолинейных участках на расстоянии не более 10 м друг от друга; в случаях, когда длина прямолинейного участка не превышает 20 м, зоны осмотра должны находиться на расстоянии не более 5 м друг от друга; гибы, отводы и участки сопряжений труб разных диаметров должны подвергаться осмотру в объеме 100 %; в перечисленных выше зонах изоляция должна быть удалена на участке длиной не менее 100 мм; если при осмотре в какой-либо из зон под снятой изоляцией будут выявлены значительные коррозионные поражения металла (сплошная или точечно-язвенная коррозия, глубина которой составит более 0,5 мм), то осмотру с удалением изоляции должен быть подвергнут весь участок трубопровода, коррозионное состояние которого вызывает сомнение; удаление изоляции и осмотр проводятся в обоих направлениях от зоны, в которой первоначально выявлена повышенная коррозия.

Ультразвуковая толщинометрия. Измерения толщин производятся:

- на трубопроводах без изоляции на каждом участке, ограниченном сварными швами; измерения производятся не менее чем в трех сечениях;
- на трубопроводах с изоляцией в сечениях, подготовленных для визуального контроля;
- на гibaх без изоляции. В гibaх со снятой для визуального контроля изоляцией – в пределах открытого участка.

В каждом сечении измерения должны проводиться в четырех точках через 90° по окружности трубы; в тех случаях, когда измерения в четырех точках из-за сложности доступа невозможны, число точек измерения в сечении может быть уменьшено, но не более чем до двух точек.

При измерении толщин стенок гибов необходимо обратить особое внимание на растянутую зону в сечении с максимальной кривизной.

Неразрушающий контроль. При выборе метода контроля (или сочетания нескольких методов) и определении его объема необходимо руководствоваться результатами визуального контроля и анализа техдокументации на трубопровод.

В случае, если при изготовлении (монтаже) трубопровода контроль сварных швов не проводился (или данные о контроле отсутствуют), трубопровод подвергается акустико-эмиссионному контролю по всей длине трубопровода или контролю ультразвуковым либо радиографическим методом в объеме

не менее 10 % сварных стыков труб.

Если при изготовлении (монтаже) трубопровода контроль сварных швов был выполнен (имеются документальные данные), то при диагностировании проводится контроль акустико-эмиссионным методом в объеме не менее 25 % длины трубопровода или ультразвуковым (радиографическим) методом не менее 5 % сварных стыков.

## **2.2 Программа выполнения работы**

2.2.1 Ознакомиться с технической документацией (исполнительной схемой) и исходными данными на трубопровод (таблица А.1).

2.2.2 Провести визуальный контроль наружной поверхности и внутренней (в доступных местах) поверхности участка трубопровода.

2.2.3 Провести измерения овальности трубопровода игиба участка трубопровода.

2.2.4 Провести толщинометрию элементов трубопровода.

2.2.5 Провести поверочный расчет участка трубопровода по результатам контроля (приложение В).

2.2.6 Провести расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам диагностики (см. приложение В).

2.2.7 По результатам технического диагностирования составить отчет.

## **3 Практическое занятие № 3. Изучение нормативных и правовых документов по техническому диагностированию воздухоборников. Разработка программы технического диагностирования воздухоборника**

**Цель работы:** ознакомление с ТНПА в области технического диагностирования воздухоборников, приобретение навыков составления индивидуальных программ диагностирования.

### **3.1 Основные теоретические сведения**

До начала диагностирования необходимо ознакомиться с эксплуатационно-технической документацией на сосуд, включающей паспорт, чертежи, сменный и ремонтный журналы, предписания Госпромнадзора, относящиеся к техническому состоянию сосуда, результаты ранее выполненных обследований и прочие материалы, в которых может содержаться полезная информация.

Анализ технической и эксплуатационной документации включает:

- установление даты изготовления, пуска в эксплуатацию и регистрации сосуда, а также предприятия-изготовителя и возможного предыдущего владельца;
- анализ конструктивных особенностей сосуда, основных размеров элементов, материалов, включая сертификатные данные (при их наличии), и тех-



нологии изготовления, а также сведений о проверке качества сосуда на предприятии-изготовителе;

- оценку проектных технических характеристик и их соответствия фактическим условиям эксплуатации по температуре, давлению, рабочей среде, а также анализ особенностей эксплуатации (стационарный или переменный режим работы, количество пусков – остановов и гидроиспытаний, возможность колебаний давления с размахом более 15 % номинального значения и ориентировочная периодичность этих колебаний);

- анализ результатов технических освидетельствований, осмотров, гидравлических испытаний и обследований сосуда, а также данных о повреждениях, ремонтах и реконструкциях.

По результатам анализа эксплуатационно-технической документации определяются потенциально опасные элементы (ПОЭ), на которых возможно образование дефектов или изменение структуры и свойств металла в процессе эксплуатации.

Визуальный и измерительный контроль наружной и внутренней поверхностей элементов сосуда, а также его опорной системы проводят с целью обнаружения и определения размеров дефектов (трещины или других несплошностей, выходящих на поверхность, коррозионных повреждений, эрозионного износа, механических повреждений, вмятин, выпучин и других изменений геометрии).

При проведении визуального контроля повышенное внимание должно быть обращено на выявление следующих дефектов:

- трещин, образующихся чаще всего в местах геометрической, температурной и структурной неоднородности: на кромках и поверхности отверстий, в местах приварки штуцеров, усилительных колец, лазерных отверстий, деталей крепления, опор, сепарационных устройств, косынок, ребер жесткости, фланцев, в зонах сопряжения разнотолщинных элементов, переходов от выпуклой части днищ к отбортовке и от основного металла к усилению сварного шва;

- коррозионных и коррозионно-усталостных повреждений металла, наиболее часто встречающихся на внутренней поверхности в нижней части сосудов, в зоне раздела сред, в местах скопления (застоя) воды или конденсата, а также на наружной поверхности в местах нарушения тепловой изоляции или краски и (или) возможного попадания и скапливания воды (как правило, для сосудов, находящихся на открытом воздухе и подверженных воздействию атмосферных осадков, под тепловой изоляцией, под табличками и т. п.);

- эрозионного износа поверхностей сосуда;

- дефектов сварки в виде трещин, пористости, свищей, подрезов, прожогов, незаплавленных кратеров, грубой чешуйчатости, несоответствия геометрических размеров швов;

- непрямолинейности соединяемых элементов (прогиба), овальности, смещения или увода кромок.

Овальность цилиндрических элементов определяют путем измерения максимального  $D_{\max}$  и минимального  $D_{\min}$  внутреннего или наружного диаметров в двух взаимно-перпендикулярных направлениях контрольного сечения. Величину овальности  $a$  в процентах рассчитывают по формуле

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

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

Контроль прямолинейности образующей выполняется линейкой с ценой деления 1 мм путем измерения расстояния от контролируемой образующей до металлической струны, натянутой между кольцевыми швами приварки днищ к обечайкам сосуда.

Неразрушающий контроль сварных соединений с целью выявления внутренних дефектов (трещины, непровары, поры, шлаковые включения и др.) проводится ультразвуковым или радиографическим методом.

При обнаружении недопустимых дефектов в процессе выборочного контроля сварных соединений объем контроля должен быть увеличен не менее чем вдвое и в первую очередь следует расширить зоны контроля сварных швов в местах обнаружения дефектов. При повторном обнаружении недопустимых дефектов необходимо провести 100-процентный контроль.

При выборочном (неполном) объеме контроля сварных соединений следует включать в зоны контроля участки пересечения продольных и поперечных (кольцевых) сварных соединений.

Контроль внутренней и наружной поверхностей элементов сосуда методами капиллярной (цветной) и магнитопорошковой дефектоскопии (ЦД и МПД соответственно) осуществляется с целью выявления и определения размеров и ориентации трещин, расслоений и других трещиноподобных дефектов, выходящих на поверхность.

Контроль методами ЦД или МПД проводят на контрольных участках поверхности элементов, указанных в программе диагностирования, на участках внутренней поверхности вокруг всех отверстий с шириной контролируемой зоны не менее 30 мм, на участках, где по результатам визуального контроля или анализа эксплуатационно-технической документации предполагается наличие трещин, а также в местах ремонтных заварок, выборок трещин, коррозионных язв и других дефектов.

Контроль толщины стенки проводят с целью определения утонения стенки элементов сосуда, которое происходит в процессе его эксплуатации.

Контроль толщины стенки проводят в местах интенсивного коррозионно-эрозионного износа металла, а также в местах выборок дефектов, вмятины (выпучины). Измерение толщины стенки обечаек сосудов рекомендуется проводить по окружности элемента не менее чем в трех точках каждого из контрольных сечений, отстоящих друг от друга на расстоянии не более 1 м.

Обязательному контролю подлежат днища сосудов, а также зоны обечаек вдоль нижней образующей при горизонтальной компоновке сосуда.

Контроль толщины стенки сварных патрубков или штуцеров диаметром 76 мм и более проводится в четырех точках, расположенных равномерно по окружности элемента.

Контроль толщины стенки гнутых отводов трубной системы теплообмен-



ных аппаратов выполняется в растянутой и нейтральных зонах.

Определение химического состава, механических свойств (твердость) и структуры металла выполняется для установления их соответствия требованиям и выявления изменений, возникших в результате нарушения нормальных условий работы или в связи с длительной эксплуатацией.

Определение механических свойств и структуры металла рекомендуется проводить неразрушающими методами контроля, а в необходимых случаях – на образцах, изготовленных из вырезок (пробок) металла основных элементов сосуда.

Измерение твердости металла неразрушающими методами проводится при помощи переносных приборов (твердомеров).

Для определения химического состава отбирается стружка на предварительно зачищенных участках наружной поверхности сосуда путем сверления отверстий диаметром 3...4 мм и глубиной не более 30 % толщины стенки элемента, но не более 5 мм. Для определения марки легированных сталей допускается применять стилоскопирование переносным прибором.

Исследование структуры основного металла и сварных соединений неразрушающими методами выполняется на репликах или сколах.

### **3.2 Программа работы**

3.2.1 Изучить теоретические сведения.

3.2.2 Провести изучение исходных данных (см. таблицу А.1).

3.2.3 Выполнить эскиз оборудования.

3.2.4 Разработать программу выполнения диагностических работ, используя приложение Б и [6, 7, 12–15].

## **4 Практическое занятие № 4. Определение остаточного ресурса работы сосудов**

**Цель работы:** изучение методов оценки остаточного ресурса сосудов и расчет остаточного ресурса резервуара.

### **4.1 Общие теоретические сведения**

Оценка остаточного ресурса сосуда осуществляется на основании анализа условий эксплуатации, результатов технического диагностирования и критериев предельного состояния. Когда остаточный ресурс определяется на основании рассмотрения нескольких критериев предельного состояния, то остаточный ресурс назначается по тому критерию, который определяет минимальный срок остаточного ресурса.

**4.1.1 Прогнозирование ресурса аппаратов, подвергающихся коррозии и изнашиванию (эрозии).** Остаточный ресурс аппарата, подвергающегося действию коррозии (эрозии), рассчитывается по формуле



$$T_k = (s_\phi - s_p) / a,$$

где  $s_\phi$  – фактическая минимальная толщина стенки элемента, мм;  
 $s_p$  – расчетная толщина стенки элемента, мм;  
 $a$  – скорость коррозии (эрозионного износа), мм/год.

*4.1.2 Прогнозирование ресурса аппаратов при циклических нагрузках.* Для аппарата, эксплуатируемого в условиях малоциклового нагружения (до  $5 \cdot 10^5$  циклов), допускаемое число циклов нагружения  $[N]$  определяется из расчета циклической долговечности по ГОСТ 25859–83. Ресурс циклической работоспособности сосуда рассчитывается по формуле

$$T_u = T_\circ[N] / N_\circ,$$

где  $T_\circ$  – время эксплуатации сосуда с момента его пуска, лет;  
 $[N]$  – допускаемое количество циклов нагружения;  
 $N_\circ$  – количество циклов нагружения за период эксплуатации.

*4.1.3 Прогнозирование ресурса аппаратов по изменению механических характеристик металла.* Снижение механических свойств может быть выявлено при испытании образцов, изготовленных из контрольных вырезов, либо путем замера твердости металла и определения механических характеристик по существующим корреляционным зависимостям.

Если снижение механических свойств оказалось более 5 % нормативных, то определяют скорость снижения механических свойств аналогично определению скорости коррозии и путем экстраполяции определяют механические свойства материала к концу ожидаемого остаточного периода эксплуатации. Отбраковочные размеры конструктивных элементов или остаточный ресурс рассчитываются по этим механическим характеристикам.

*4.1.4 Прогнозирование ресурса сосуда, работающего в условиях ползучести материала.* Остаточный ресурс с учетом ползучести материалов (длительной прочности) рассчитывается для сосудов, работающих при повышенных температурах.

Ресурс сосуда может быть найден по следующей зависимости:

$$T_{II} = 1 / a_{II},$$

где  $a_{II}$  – скорость установившейся ползучести, %/год.

*4.1.5 Прогнозирование ресурса сосудов по критерию хрупкого разрушения.* Оценка остаточного ресурса по критерию хрупкого разрушения (трещиностойкости) проводится в следующих случаях:

– минимальная температура стенки сосуда при рабочих режимах эксплуа-



тации может быть меньше минимальной температуры, предусмотренной для применения стали;

- сталь (или сварные соединения) при рабочих режимах эксплуатации или испытаний имеет ударную вязкость ниже значений, предусмотренных ТНПА, например, в результате наводораживания сталей;

- при проведении дефектоскопии выявлены отдельные трещины, которые после выборки были заварены, и места ремонта проконтролированы на отсутствие дефектов.

Условие сопротивления хрупкому разрушению проверяется выполнением следующего соотношения:

$$K_1 \leq [K_1],$$

где  $K_1$  – коэффициент интенсивности напряжений;

$[K_1]$  – допускаемый коэффициент интенсивности напряжений.

Остаточный ресурс рассчитывается по формуле

$$T_{xp} = bT_{кр},$$

где  $T_{кр}$  – расчетный срок службы сосуда. Если в паспорте сосуда срок не указан, то принимается 20 лет;

$b$  – коэффициент, определяемый в зависимости от объема контроля при техническом диагностировании.

*4.1.6 Определение гарантированного (гамма-процентного) и среднего остаточных ресурсов сосудов.* В тех случаях, когда диагностические параметры получены в детерминированных значениях (однозначно), то гарантированный остаточный ресурс рассчитывается по минимальным (либо максимальным) значениям установленных при диагностировании сосуда параметров.

В тех случаях, когда прогнозирование ресурса осуществляют по результатам выборочного контроля параметров, имеющих некоторый естественный разброс, то при определении остаточного ресурса рассчитывают средний и гамма-процентный остаточные ресурсы.

Средний ресурс представляет собой наиболее вероятное (ожидаемое) значение ресурса сосуда, по которому можно планировать необходимые затраты на ремонт или замену сосуда. Гамма-процентный ресурс определяет минимальный ресурс, который способен отработать сосуд при обеспечении нормативных запасов прочности с доверительной вероятностью  $\gamma$ , достаточно близкой к единице.

*4.1.7 Прогнозирование остаточного ресурса резервуаров.* Вертикальные стальные резервуары работают в условиях статического и малоциклового нагружений. Поэтому при их диагностировании необходим расчет остаточного ресурса как при статическом нагружении с учетом коррозии металла, так и при малоцикловом нагружении.

Остаточный ресурс стенки резервуара при малоцикловом нагружении

можно определить на основе механики малоциклового разрушения как сумму циклов по двум стадиям циклического разрушения:

$$N_C = N_0 + N_P,$$

где  $N_0$  – число циклов до образования макротрещин;

$N_P$  – число циклов до образования лавинообразной трещины.

*Расчет ресурса стенки резервуара до образования макротрещин.* Число циклов до образования макротрещин без учета коррозии можно рассчитать по формуле

$$N_0 = \min \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{4} \cdot \left( \frac{0,5E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{n_\sigma \cdot \sigma_a - \frac{\sigma_{-1}}{1 + \sigma_{-1}/\sigma_B}} \right)^2 \\ \frac{1}{4 \cdot n_N} \cdot \left( \frac{0,5E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{\sigma_a - \frac{\sigma_{-1}}{1 + \sigma_{-1}/\sigma_B}} \right)^2 \end{array} \right\}, \quad (4.1)$$

где  $E$  – модуль упругости,  $E = 2 \cdot 10^5$  МПа;

$\psi$  – относительное сужение (таблица Г.1);

$n_\sigma$  – коэффициент запаса по напряжениям,  $n_\sigma = 2$ ;

$\sigma_a$  – амплитуда условных напряжений в расчетной точке стенки резервуара, МПа;

$\sigma_{-1}$  – предел выносливости для стали (см. таблицу Г1), МПа;

$\sigma_B$  – временное сопротивление стали (см. таблицу Г.1), МПа;

$n_N$  – коэффициент запаса по долговечности,  $n_N = 10$ .

Амплитуду условных напряжений в расчетной точке стенки резервуара  $\sigma_a$  определяют по формуле

$$\sigma_a = 0,5K_\sigma(\sigma_{\max} - \sigma_{\min}),$$

где  $K_\sigma$  – коэффициент концентрации напряжений в упругопластической зоне (таблица 4.1);

$\sigma_{\max}$ ,  $\sigma_{\min}$  – условные упругие напряжения в стенке при максимальном  $H_{\max}$  и минимальном  $H_{\min} = 1$  м уровнях налива.

Условные упругие напряжения  $\sigma_{\max}$ ,  $\sigma_{\min}$  рассчитываются как

$$\sigma_{\max} = \frac{\rho \cdot g H_{\max} \cdot D/2}{s}; \quad \sigma_{\min} = \frac{\rho \cdot g H_{\min} \cdot D/2}{s}.$$



Таблица 4.1 – Значения коэффициента концентрации напряжений

Соединение	$K_{\sigma}$
Стыковое при обычном усилении	1,9
Стыковое в случае пересечения его продольным швом	2,4
Прикрепление планок, ребер и других вспомогательных элементов	3,0
Нахлесточное с обваркой по контуру	3,6

В формуле (4.1) не учитывается коррозионный износ резервуара. Остаточный ресурс стенки резервуара с учетом коррозии должен вычисляться по формуле

$$N_{0kc} = N_0(1 - \beta_{kc}),$$

где  $N_0$  – ресурс стенки без учета коррозионного воздействия;

$\beta_{kc}$  – коэффициент влияния среды,  $\beta_{kc} = \lambda \lg N_0$ ;

$\lambda$  – коэффициент коррозии (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Коэффициент коррозии

Коррозионная среда	$\lambda$
При осуществлении специальных мер по снижению коррозии	0,02...0,05
Без применения мер по снижению коррозионного воздействия	0,1

Зная остаточный ресурс резервуара, остаточный срок службы можно определять по формуле

$$T = N_{0kc}/n_0.$$

*Расчет ресурса стенки резервуара до образования лавинообразной трещины.* Рекомендуются следующий порядок расчета остаточного ресурса по числу циклов в связи с ростом трещины.

Выявляют неразрушающими методами контроля максимальную длину (глубину) начальной трещины  $L_0$  и рассчитывают значение критического коэффициента интенсивности напряжений  $K_{ic}$  :

$$K_{ic} = \left[ 2\sigma_T E (\pi / 6)^{1/3} D \right]^{0.5} f^{-1/6},$$

где  $D = 4 \cdot 10^{-5}$  м;  $f = 0,05$  – данные металлографических исследований стали.

Критическая длина трещины

$$L_{кр} = K_{ic}^2 / \pi \sigma_T^2.$$

Размах действующих напряжений в стенке



$$\Delta\sigma = \sigma_{\max} - \sigma_{\min},$$

где  $\sigma_{\max}$ ,  $\sigma_{\min}$  – напряжения в стенке при максимальном  $H_{\max}$  и минимальном (1 м) наливе.

Остаточный ресурс стенки резервуара на стадии развития трещины определяется числом циклов, соответствующих росту трещины от начальной длины  $L_0$  до критической  $L_{кр}$ :

$$N_p = \frac{L_0^{(1-0,5n)} - L_{кр}^{(1-0,5n)}}{(0,5n - 1)C(0,5\pi)^{0,5n} \Delta\sigma^n},$$

где  $C$ ,  $n$  – коэффициенты уравнения Пэриса, полученные экспериментальным путем для конкретного вида материала и нагружения,  $C = 2,8 \cdot 10^{-10}$ ,  $n = 3,86$ .

Остаточный срок службы резервуара  $T = N_p/n_0$ .

## 4.2 Программа выполнения работы

4.2.1 Ознакомиться с исходными данными (см. таблицу А.1).

4.2.2 Определить ресурс стенки резервуара до образования макротрещины.

4.2.3 Определить ресурс стенки резервуара до образования лавинообразной трещины.

4.2.4 Проанализировать полученные результаты.

## 5 Практическое занятие № 5. Проведение технического диагностирования и составление отчета по результатам диагностирования сосуда Дюара

**Цель работы:** закрепление на практике методики проведения технического диагностирования сосудов криогенной техники (сосудов Дюара), составление отчета по результатам технического диагностирования.

### 5.1 Основные теоретические сведения

**5.1.1 Основные положения.** При длительной эксплуатации сосудов, аппаратов, трубопроводов и др. оборудования криогенной техники могут возникать повреждения и нарушения работоспособности вследствие различных причин. Это может быть обусловлено не только высокой нагруженностью элементов конструкции, появлением тех или иных дефектов, но и изменением физико-механических свойств металлов в результате многократных термомеханических воздействий. При этом возможное снижение пластичности материалов при криогенных температурах оказывает существенное влияние на характер развития разрушения и работоспособность конструкции при циклических нагруже-



ниях. Кроме того, в условиях эксплуатации объектов криогенной техники даже при соблюдении технологической дисциплины неизбежны колебания параметров (температуры, давления, длительности процесса), которые вызывают развитие микродефектов в материалах.

В целях обеспечения безопасной эксплуатации криогенного оборудования по истечении нормативного срока работы проводится техническое диагностирование и оценка остаточного ресурса.

Под диагностированием технического состояния понимается комплексное обследование, включающее осмотр, неразрушающие методы контроля, анализ прочности и другие исследования, позволяющие оценить работоспособность объектов криогенной техники.

Диагностирование и оценка остаточного ресурса объектов криогенной техники проводится в следующих случаях:

- после истечения установленного срока службы;
- после аварии, приведшей к повреждениям, вызвавшим у владельца установки или инспектора органа технадзора сомнение в надежности ее дальнейшей работы.

Целью технического диагностирования является определение интервала времени (остаточного ресурса), в течение которого сохраняется безопасная работоспособность сосудов, аппаратов трубопроводов и др. криогенных объектов. Остаточный ресурс – это резерв возможной наработки объекта после технического обследования, в течение которой обеспечивается его безопасная эксплуатация с выполнением технико-экономических показателей.

*5.1.2 Поверочный расчет на прочность элементов. Определение остаточного ресурса.* Определить минимально допустимые значения толщины стенки обечайки и эллиптического днища.

Толщина стенки цилиндрической обечайки, работающей под внутренним давлением, определяется по формуле

$$S_{\min \text{ обечайки}} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{доп}} - P} + C,$$

где  $P$  – расчетное давление, МПа;

$D$  – внутренний диаметр сосуда, мм;

$\varphi$  – коэффициент прочности продольного сварного шва;

$\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое напряжение,  $\sigma_{\text{доп}} = \eta \cdot \sigma^*$ ;

$\sigma^*$  – нормативное допускаемое напряжение, МПа;

$\eta$  – поправочный коэффициент;

$C$  – прибавка к расчетной толщине обечайки для компенсации коррозии, мм.

Толщина стенки эллиптического днища, работающего под внутренним давлением, определяется по формуле



$$S_{\min.днища} = \frac{P \cdot R}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{дон} - P} + C,$$

где  $P$  – расчетное давление, МПа;

$R$  – радиус кривизны в вершине днища, мм;  $R = \frac{D^2}{4 \cdot H}$  ;

$D$  – внутренний диаметр сосуда, мм;

$H$  – внутренняя высота выпуклой части днища без учета отбортовки, мм.

Скорость коррозии основного металла обечайки определяется по формуле

$$a_{обечайки} = \frac{S_{пред.обечайки} - S_{факт.обечайки}}{T};$$

скорость коррозии основного металла эллиптического днища можно найти по формуле

$$a_{днища} = \frac{S_{пред.днища} - S_{факт.днища}}{T},$$

Где  $a_{обечайки}$ ,  $a_{днища}$  – скорость коррозии обечайки и эллиптического днища соответственно, мм/год;

$S_{пред. обечайки}$ ,  $S_{пред. днища}$  – предыдущее измеренное минимальное значение толщины стенки обечайки и днища соответственно или паспортное значение;

$S_{факт.обечайки}$ ,  $S_{факт.днища}$  – фактически измеренное минимальное значение толщины стенки обечайки и эллиптического днища соответственно, принимаем согласно протоколу ультразвуковой толщинометрии;

$T$  – количество лет между измерениями.

Определим расчетный ресурс сосуда. Расчетный ресурс обечайки

$$Г_{обечайки} = \frac{S_{факт} - S_{\min обечайки}}{a}.$$

Расчетный ресурс днища

$$Г_{днища} = \frac{S_{факт} - S_{\min днища}}{a},$$

где  $a$  – максимальная скорость коррозии, мм/год, определенная по формулам ранее.

За расчетный срок службы принимается минимальная величина.

## 5.2 Программа выполнения работы

5.2.1 Ознакомиться с технической документацией на сосуд.

5.2.2 Провести визуальный контроль наружной и внутренней поверхностей. Внутренней поверхности с помощью эндоскопической техники.



5.2.3 Провести контроль цветной дефектоскопией в соответствии со схемой контроля.

5.2.4 На основании схемы контроля и по результатам визуального контроля провести толщинометрию элементов сосуда.

5.2.5 Провести поверочный расчет на прочность элементов, определить остаточный ресурс.

5.2.6 По результатам технического диагностирования составить отчет.

## **6 Практическое занятие № 6. Проведение технического диагностирования и составление отчета по результатам диагностирования каната грузоподъемного крана**

**Цель работы:** закрепление на практике методики проведения дефектоскопии стальных канатов.

### **6.1 Основные теоретические сведения**

Для оценки безопасности использования канатов применяют следующие критерии:

– характер и число обрывов проволок, в том числе наличие обрывов проволок у концевых заделок, наличие мест сосредоточения обрывов проволок, интенсивность возрастания числа обрывов проволок;

– разрыв пряди;

– поверхностный и внутренний износ;

– поверхностная и внутренняя коррозия;

– местное уменьшение диаметра каната, включая разрыв сердечника;

– уменьшение площади поперечного сечения проволок каната (потери внутреннего сечения);

– деформация в виде волнистости, корзинообразности, выдавливания проволок и прядей, раздавливания прядей, заломов, перегибов и т.п.;

– повреждения в результате температурного воздействия или электрического дугового разряда.

Браковка канатов, работающих со стальными и чугунными блоками, должна производиться по числу обрывов проволок в соответствии с таблицей Г.1.

Канаты кранов, предназначенных для перемещения расплавленного или раскаленного металла, огнеопасных и ядовитых веществ, бракуют при вдвое меньшем числе обрывов проволок.

При уменьшении диаметра каната в результате поверхностного износа или коррозии на 7 % и более по сравнению с номинальным диаметром канат подлежит браковке даже при отсутствии видимых обрывов проволок.

При уменьшении диаметра каната в результате повреждения сердечника – внутреннего износа, обмятия, разрыва и т. п. (на 3 % от номинального диаметра у некрутящихся канатов и на 10 % у остальных канатов) канат подлежит бра-



ковке даже при отсутствии видимых обрывов проволок.

При наличии у каната поверхностного износа или коррозии проволок число обрывов как признак браковки должно быть уменьшено в соответствии с данными таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Нормы браковки каната в зависимости от поверхностного износа или коррозии

Уменьшение диаметра проволок в результате поверхностного износа или коррозии, %	Количество обрывов проволок, % от норм, указанных в ТНПА
10	85
15	75
20	70
25	60
30 и более	50

При уменьшении первоначального диаметра наружных проволок в результате износа или коррозии на 40 % и более канат бракуется.

Определение износа или коррозии проволок по диаметру производится с помощью микрометра или иного инструмента, обеспечивающего аналогичную точность.

При меньшем, чем указано в таблице Г.1, числе обрывов проволок, а также при наличии поверхностного износа проволок без их обрыва канат может быть допущен к работе при условии тщательного наблюдения за его состоянием при периодических осмотрах с записью результатов в журнал осмотров и смены каната по достижении степени износа, указанной в таблице 6.1.

Если груз подвешен на двух канатах, то каждый бракуется в отдельности, причем допускается замена одного, более изношенного, каната.

Для оценки состояния внутренних проволок, т. е. для контроля потери металлической части поперечного сечения каната (потери внутреннего сечения), вызванной обрывами, механическим износом и коррозией проволок внутренних слоев прядей, канат необходимо подвергать дефектоскопии по всей его длине. При регистрации при помощи дефектоскопа потери сечения металла проволок, достигшей 17,5 % и более, канат бракуется. Необходимость применения дефектоскопии стальных канатов определяют согласно требованиям нормативной документации в зависимости от типа и назначения крана.

При обнаружении в канате одной или нескольких оборванных прядей канат к дальнейшей работе не допускается.

Волнистость каната характеризуется шагом и направлением ее спирали. При совпадении направлений спирали волнистости и свивки каната и равенстве шагов спирали волнистости  $H_в$  и свивки каната  $H_к$  канат бракуется при  $d_в \geq 1,08d_к$  (где  $d_в$  – диаметр спирали волнистости;  $d_к$  – номинальный диаметр каната).

При несовпадении направлений спирали волнистости и свивки каната и неравенстве шагов спирали волнистости и свивки каната или совпадении одного из параметров канат подлежит браковке при  $d_в \geq 4/3d_к$ . Длина рассматриваемого отрезка каната не должна превышать  $25d_к$ .

Канаты не должны допускаться к дальнейшей работе при обнаружении: корзинообразной деформации; выдавливания сердечника; выдавливания или расслоения прядей; местного увеличения диаметра каната; местного уменьшения диаметра каната; раздавленных участков; перекручиваний; заломов; перегибов; повреждений в результате температурных воздействий или электрического дугового разряда.

## **6.2 Программа выполнения работы**

6.2.1 Изучить конструкцию представленного участка каната.

6.2.2 Провести идентификацию каната в соответствии с ТНПА.

6.2.3 Ознакомиться с «Методическими указаниями по магнитной дефектоскопии стальных канатов», устанавливающими требования к дефектоскопии и порядку проведения неразрушающего контроля стальных канатов магнитными методами.

6.2.4 Провести визуальный и измерительный контроль представленного образца стального каната.

6.2.5 На основании результатов дефектоскопии в соответствии с технологической картой браковки канатов (таблица Д.1) и нормами оценки (таблица Д.2) сделать заключение о возможности его дальнейшей эксплуатации.

6.2.6 По результатам работы составить отчет.

## **7 Практическое занятие № 7. Определение фактической группы режима работы грузоподъемных кранов. Оценка остаточного ресурса мостового крана по критерию усталостной прочности**

**Цель работы:** приобретение навыков применения методики расчета фактической группы режима работы грузоподъемных кранов и оценки остаточного ресурса мостового крана по критерию усталостной прочности, необходимых при проведении определения возможности и условий дальнейшей эксплуатации грузоподъемных кранов.

### **7.1 Общие теоретические сведения**

7.1.1 *Расчет фактической группы режима работы грузоподъемных кранов.* Группа классификации (режима) определяется в соответствии с требованиями ИСО 4301/1.

Группа классификации (режима) кранов в целом зависит от класса использования ( $U_0 \dots U_9$ ), характеризующегося величиной максимального числа циклов за заданный срок службы и режима нагружения ( $Q1 \dots Q4$ ).

Общее число циклов за весь срок службы крана определяется или путем точного подсчета по данным, представленным владельцем, или, при отсутствии таких



данных, ориентировочно, из условия равномерного использования по годам.

По вычисленному общему числу циклов работы за весь срок службы из таблицы 7.1 находится класс использования крана.

Таблица 7.1 – Класс использования крана

Класс использования	U <sub>0</sub>	U <sub>1</sub>	U <sub>2</sub>	U <sub>3</sub>	U <sub>4</sub>	U <sub>5</sub>	U <sub>6</sub>	U <sub>7</sub>	U <sub>8</sub>	U <sub>9</sub>
Общее число циклов работы крана за срок его эксплуатации	1,6·10 <sup>4</sup>	3,2·10 <sup>4</sup>	6,3·10 <sup>4</sup>	1,25·10 <sup>5</sup>	2,5·10 <sup>5</sup>	5·10 <sup>5</sup>	1·10 <sup>6</sup>	2·10 <sup>6</sup>	4·10 <sup>6</sup>	Более 4·10 <sup>6</sup>

Режим нагружения крана характеризуется величиной коэффициента распределения нагрузок  $K_p$ :

$$K_p = \sum_{i=1}^n \left[ \frac{C_i}{C_T} \cdot \left( \frac{P_i}{P_{\max}} \right)^3 \right],$$

где  $C_i$  – среднее число рабочих циклов с частным уровнем массы груза  $P_i$ ;

$C_T$  – общее число циклов работы крана со всеми грузами за срок его эксплуатации;

$P_i$  – значения частных масс отдельных грузов (уровня нагрузки) при типичном применении крана;

$P_{\max}$  – масса наибольшего груза, который разрешается поднимать краном.

По вычисленному значению  $K_p$  определяются режим нагружения  $Q$  и фактическая группа режима работы крана (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Группы классификации (режима) кранов

Режим нагружения	Коэффициент распределения нагрузок $K_p$	Класс использования									
		U <sub>0</sub>	U <sub>1</sub>	U <sub>2</sub>	U <sub>3</sub>	U <sub>4</sub>	U <sub>5</sub>	U <sub>6</sub>	U <sub>7</sub>	U <sub>8</sub>	U <sub>9</sub>
		Максимальное число рабочих циклов									
		1,6·10 <sup>4</sup>	3,2·10 <sup>4</sup>	6,3·10 <sup>4</sup>	1,25·10 <sup>5</sup>	2,5·10 <sup>5</sup>	5·10 <sup>5</sup>	1·10 <sup>6</sup>	2·10 <sup>6</sup>	4·10 <sup>6</sup>	Более 4·10 <sup>6</sup>
Q1 – легкий	0,125			A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
Q2 – умеренный	0,250		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	
Q3 – тяжелый	0,500	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8		
Q4 – весьма тяжелый	1,000	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8			

7.1.2 Оценка остаточного ресурса мостового крана по критерию усталостной прочности. Дополнительно проводится контрольная проверка по критерию сопротивления усталости пролетной (главной) балки моста крана. Величина расчетной подвижной нагрузки  $P$ , действующей на балку:



$$P = 0,5(G_m + G_{zp}),$$

где  $G_{zp}$  – вес груза, Н.

Изгибающий момент от подвижной нагрузки  $M_Q = 0,25PL$ .

Изгибающий момент от собственного веса главной балки  $M_b = 0,125G_bL$ .

Момент сопротивления сечения главной балки

$$W_{x-x} = bh^2 / 6,$$

где  $b, h$  – стороны прямоугольника сечения главной балки,  $b < h$ .

Максимальное напряжение изгиба главной балки  $\sigma_{\max} = (M_Q + M_b) / W_{x-x}$ .

Коэффициент асимметрии нагружений  $\rho = M_b / (M_Q + M_b)$ .

Коэффициент условий нагружения  $\gamma_v = 2(1,2 - \rho)$ .

Расчетное сопротивление усталости  $R_v$ , рассчитываемое с учетом временного сопротивления стали и группы соединений и элементов, учитывающих степень концентрации напряжений, выбирается из таблицы 7.3.

Таблица 7.3 – Значения расчетного сопротивления усталости  $R_v$

Группа элементов по концентрации напряжений	Временное сопротивление стали разрыву				
	до 420	св. 420 до 440	св. 440 до 520	св. 520 до 580	св. 580
1	120	128	132	136	145
2	100	106	108	110	116
3	90				
4	76				
5	60				
6	45				
7	36				
8	27				

Для мостового крана, например, наибольшая группа элементов по концентрации напряжений – пятая (примыкание диафрагмы к стенке и поясу).

Значения коэффициента режима работы  $\alpha_v$  определяют по таблице 7.4 в зависимости от группы режима работы элемента и группы его по степени концентрации напряжений.

Таблица 7.4 – Значения коэффициента режима  $\alpha_v$

Группа элементов по концентрации напряжений	Группа режима работы элемента					
	A3	A4	A5	A6	A7	A8
1...2	1,60	1,60	1,50	1,25	1,00	0,90
3...8	2,00	2,00	1,80	1,50	1,20	1,00



Условие усталостной прочности имеет вид:  $R_v \cdot \gamma_v \cdot \alpha_v \geq \sigma_{\max}$ .

На основании данного выражения делается вывод о выполнении условий усталостной прочности.

## 7.2 Программа выполнения работы

7.2.1 Ознакомиться с исходными данными (см. таблицу А.1).

7.2.2 Выполнить расчет фактической группы режима работы грузоподъемного крана.

7.2.3 Рассчитать остаточный ресурс мостового крана по критерию усталостной прочности.

7.2.4 Проанализировать полученные результаты.

## 8 Практическое занятие № 8. Проведение балансировки вращающихся валов машин и аппаратов

**Цель работы:** изучение и закрепление на практике методики проведения балансировки вращающихся валов и аппаратов, составление отчета по результатам балансировки.

### 8.1 Основные теоретические сведения

8.1.1 *Неуравновешенность и способы уравнивания ротора.* Неуравновешенность вращающихся деталей является основной причиной вибрации ротора и всей машины, которая вызывает усиленный износ опор, поломку отдельных деталей и снижает полезную мощность машины. При этом амплитуда вибрации зависит от величины дисбаланса (рисунок 8.1).

В первом случае на рисунке 8.1 показано сбалансированное колесо – вибрация отсутствует. Во втором случае к колесу прикреплен груз, вызывающий дисбаланс.

Если груз увеличить в 2 раза – амплитуда вибрации изменится примерно в 2 раза (третий случай).

Следовательно, амплитуда вибрации увеличивается примерно пропорционально величине дисбаланса. Это верно для жесткого ротора (слабо подверженному изгибу). Для гибкого ротора амплитуда вибрации увеличивается не строго пропорционально величине дисбаланса.

Таким образом, неуравновешенностью ротора называется его состояние, характеризующееся таким распределением масс, которое во время вращения вызывает переменные нагрузки на опорах и, возможно, его изгиб.

Причина неуравновешенности – несимметричное расположение масс относительно оси вращения вследствие:

- погрешностей изготовления;
- неоднородности материала;



- деформации ротора;
- эксцентricности подшипниковых опор.

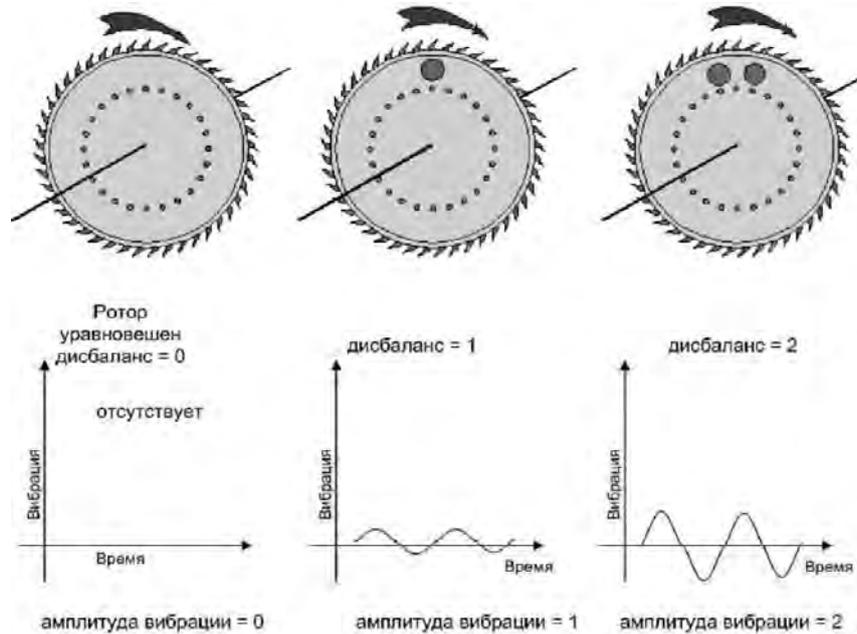
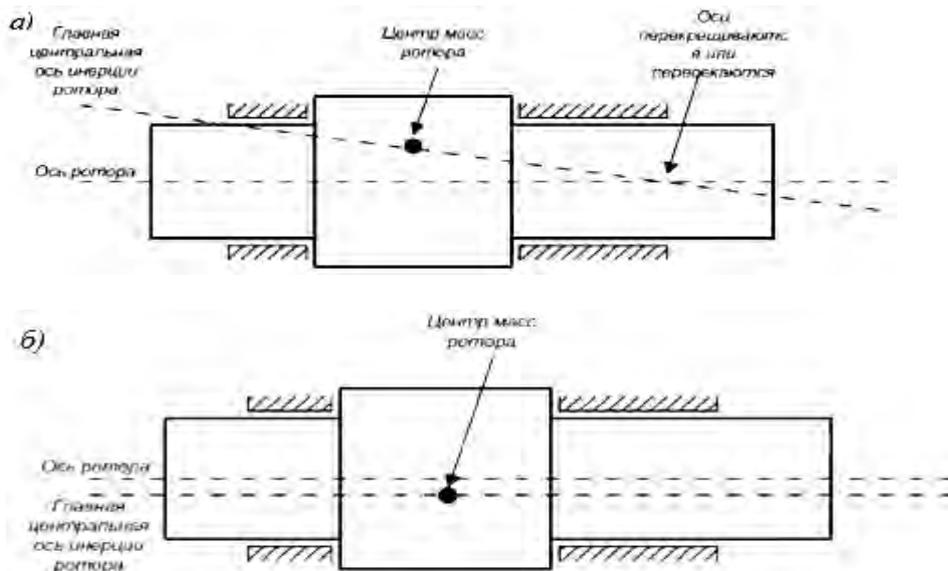


Рисунок 8.1 – Влияние дисбаланса ротора на его вибрацию при вращении

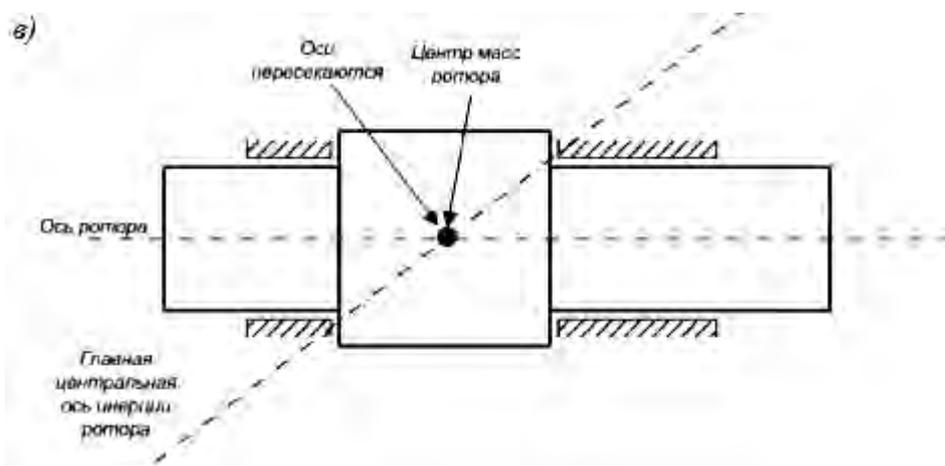
Существует три вида неуравновешенности (рисунок 8.2) вращающихся роторов:

- 1) динамическая;
- 2) статическая;
- 3) моментная.



а – динамически неуравновешенный ротор; б – статически неуравновешенный ротор; в – моментно неуравновешенный ротор

Рисунок 8.2 – Виды неуравновешенностей



Окончание рисунка 8.2

Несовпадение главной центральной оси инерции с осью вращения ротора делает ротор динамически неуравновешенным (см. рисунок 8.2, а).

Параллельное смещение оси ротора, принимаемого за абсолютно твердое тело, относительно его главной центральной оси инерции определяет статическую уравновешенность (см. рисунок 8.2, б).

Угол между осью ротора и его главной центральной осью инерции будет вызывать моментную неуравновешенность (см. рисунок 8.2, в).

Технологический процесс совмещения главной центральной оси инерции с осью ротора называется балансировкой.

Вибрация характеризуется фазой колебаний. Фаза – это характеристика, отражающая сдвиг колебаний во времени в разных точках агрегата или во времени относительно какого - либо контрольного сигнала. Обычно фазу измеряют относительно импульсов фазоотметчика (рисунок 8.3).

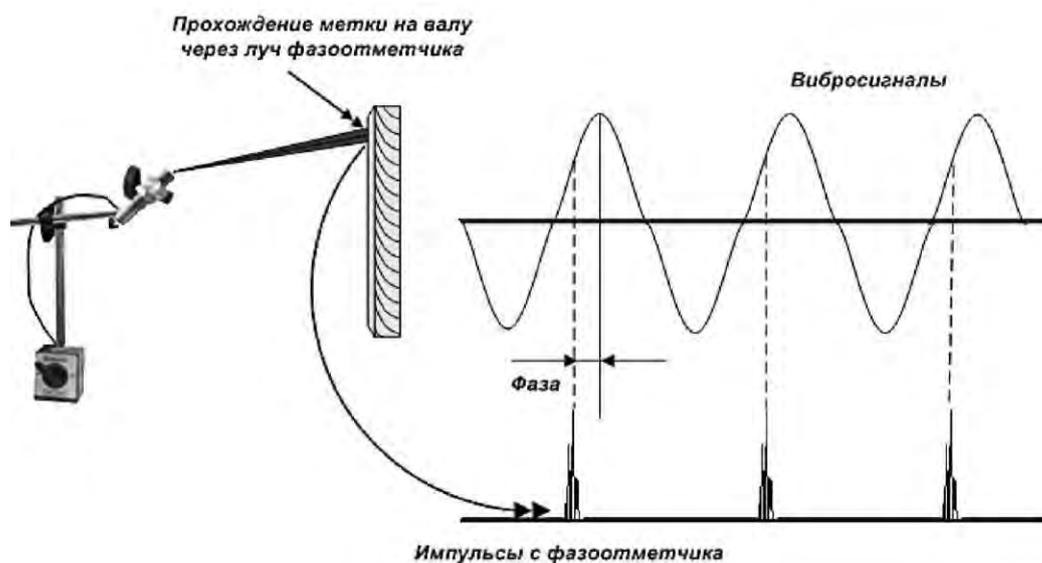


Рисунок 8.3 – Измерение фазы вибрации с помощью фазоотметчика

Датчики фазы обычно используются магнитные или электрические. Принцип действия данного фазоотметчика основан на изменении импульсов при из-

менении отражающей способности вращающейся поверхности. Фазоотметчик фиксирует положение контрастной метки на валу.

Фаза отсчитывается от положения контрольного импульса до положения максимального вибросигнала (рисунок 8.4).

Амплитуда и фаза вибрации задают вектор вибрации – отрезок определенной величины и направления. Таким образом, дисбаланс – это векторная величина ( $P$ ).

Задача балансировки – найти вектор ( $-P$ ) (см. рисунок 8.4), равный по величине и противоположный по направлению вектору, задающему дисбаланс.

Прибор выдает массу, расстояние и угол ее расположения.

**8.1.2 Способы уравнивания.** Полное взаимное уравнивание инерционных сил, развиваемых массами вращающихся роторов, достигается:

- статической;
- динамической;
- динамической балансировкой при скоростях вращения, близких к критическим, с помощью установки уравнивающих грузов в торцах и середине ротора.

Последним методом уравниваются гибкие роторы.

При уравнивании жестких роторов выполняется статическая и динамическая балансировка.

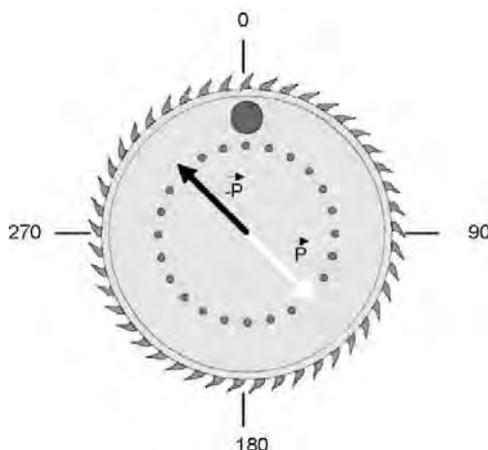


Рисунок 8.4 – Векторы  $P$  и  $-P$

Статическая балансировка заключается в следующем: цилиндрический вал с насаженным ротором устанавливается на две горизонтальные металлические опоры и самоустанавливается наиболее тяжелой частью вниз. Таким образом, определяется положение суммарной неуравновешенности. Этот дисбаланс устраняется прикреплением в диаметрально противоположной точке одного противовеса соответствующей массы либо ее удалением в направлении дисбаланса.

Наиболее простыми приспособлениями для статической балансировки являются: параллельные, роликовые и дисковые стенды.

При статическом уравнивании остаются вне контроля поступательно движущиеся массы, зазоры в кинематических парах и другие факторы, влияющие на динамику ротора. Поэтому при более жестких требованиях к баланси-

ровке проводят динамическую балансировку.

Динамическая балансировка заключается в перераспределении масс, в результате чего центр тяжести ротора совпадает с осью вращения и сама ось становится главной осью инерции.

Распределение масс какой-либо вращающейся системы может быть представлено в виде двух дисбалансов, приведенных к двум выбранным плоскостям тела, перпендикулярным оси вращения.

Динамическая балансировка дает возможность определить величины этих двух приведенных дисбалансов и их радиальное расположение в конкретно назначенных плоскостях и уравновесить их.

Динамически уравновешенное тело оказывается одновременно уравновешенным и статически.

Балансировочный процесс при динамической балансировке производится в условиях, равных эксплуатационным или близким к ним, и поэтому учитывает значительно больше факторов из числа тех, которые реально действуют при работе ротора.

Для станочных роторов, как правило, используют способ балансировки с помощью корректирующих масс, перемещаемых по ротору, устанавливаемых на нем или удаляемых с него таким образом, чтобы главная центральная ось инерции приближалась к оси ротора.

Плоскости, перпендикулярные оси ротора, в которых происходит перемещение, добавление или удаление корректирующих масс, называются плоскостями коррекции.

На рисунке 8.5 изображены основные способы корректировки масс.

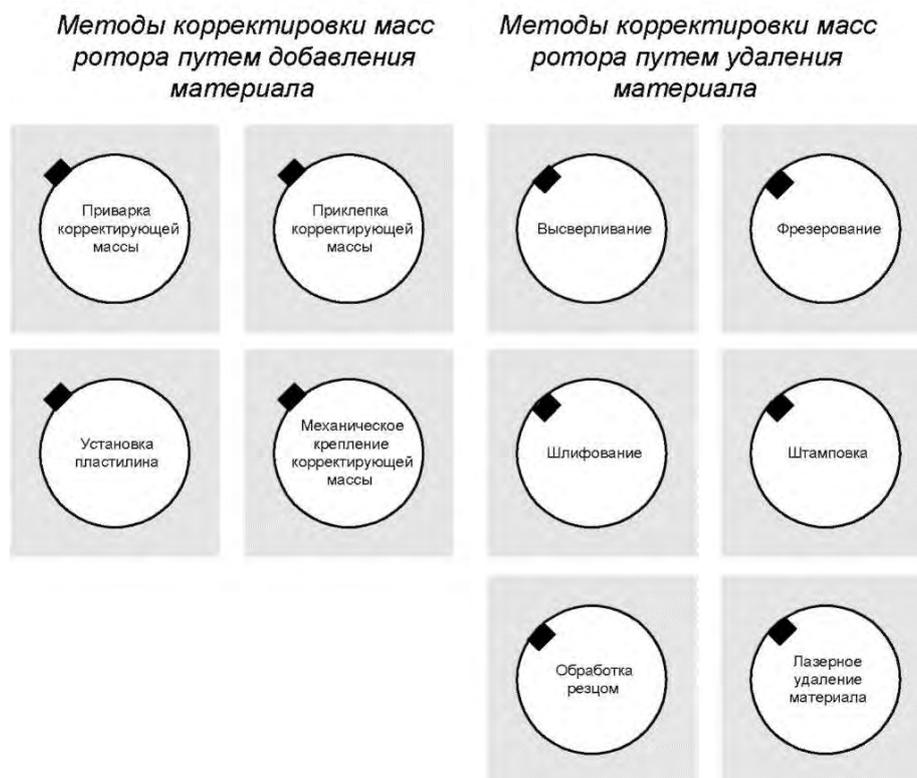


Рисунок 8.5 – Методы корректировки масс

8.1.3 *Методика балансировки вращающегося вала на установке «Ротор».* Виброанализатор STD-3300 позволяет проводить динамическую балансировку роторов в промышленных условиях. При этом возможно балансировать роторы различной конструкции как в собственных подшипниках, так и на балансировочном станке.

Как правило, балансировка сводится к следующим шагам:

- 1) измерение и анализ вибрации ротора;
- 2) обследование агрегата для определения источника вибрации;
- 3) определение начальной вибрации;
- 4) проведение измерений с пробными массами;
- 5) расчет корректирующих масс;
- 6) установка корректирующих масс;
- 7) определение остаточной вибрации;
- 8) определение точности балансировки;
- 9) завершение или продолжение процесса балансировки.

## 8.2 Программа выполнения работы

8.2.1 Изучить теоретические сведения.

8.2.2 Ознакомиться с технической документацией на установку «Ротор».

8.2.3 Провести балансировку вала на установке «Ротор» согласно методике балансировки.

8.2.4 Составить отчет с указанием коэффициентов влияния корректирующих масс.

## Список литературы

- 1 **Белкин, А. П.** Диагностика теплоэнергетического оборудования: учебное пособие / А. П. Белкин, О. А. Степанов. – Санкт-Петербург: Лань, 2016. – 240 с.
- 2 **Крестин, Е. А.** Диагностика машин и оборудования: учебное пособие / Е. А. Крестин, И. Е. Крестин. – Санкт-Петербург: Лань, 2016. – 376 с.
- 3 **Носов, В. В.** Диагностика машин и оборудования: учебное пособие / В. В. Носов. – Санкт-Петербург: Лань, 2016. – 376 с.
- 4 **Рубини, Дж.** Диагностика теплоэнергетического оборудования: учебное пособие / Дж. Рубини. – Санкт-Петербург: Лань, 2016. – 240 с.
- 5 **ГОСТ 20911–89.** Техническая диагностика. Термины и определения. – Москва: Изд-во стандартов, 1990. – 11 с.
- 6 Правила по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением. – Минск: БОИМ, 2016. – 122 с.
- 7 **ТКП 054–2007.** Техническое диагностирование и продление назначенного ресурса (назначенного срока службы) безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах. Общие положения. – Минск: БОИМ, 2007. – 32 с.



8 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. – Минск: БОИМ, 2007. – 132 с.

9 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. – Минск: БОИМ, 2007. – 148 с.

10 Программа работ по технической диагностике с оценкой ресурса остаточной работоспособности трубопроводов пара и горячей воды и технологических трубопроводов (типовая). – Минск, 2002. – 21 с.

11 **ТКП 45.3.05-167-2009.** Технологические трубопроводы. Правила монтажа и испытаний. – Минск: Стройтехнорм, 2009. – 42 с.

12 **РД 34.17.439-96.** Методические указания по техническому диагностированию и продлению срока службы сосудов, работающих под давлением. – Москва : ВТИ, 1996. – 56 с.

13 **И2-92.** Инструкция по диагностированию воздухосборников в процессе эксплуатации. – Москва: НИИХИММАШ, 1992. – 10 с.

14 **РД-03-421-01.** Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определения остаточного срока службы сосудов и аппаратов. – Москва: НИИХИММАШ, 2002. – 132 с.

15 **СТО 24.09-5281-01-93.** Краны грузоподъемные промышленного назначения. Нормы и методы расчета элементов стальных конструкций. – Москва: ВНИИПТМАШ, 1993. – 38 с.



## Приложение А (обязательное)

Таблица А.1 – Варианты заданий

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4					
<b>Практические занятия № 1 и 2</b>									
Исходные данные	Паспорт трубопровода № 1	Паспорт трубопровода № 2	Паспорт трубопровода № 3	Паспорт трубопровода № 4					
<b>Практическое занятие № 3</b>									
Исходные данные	Паспорт сосуда № 1	Паспорт сосуда № 2	Паспорт сосуда № 3	Паспорт сосуда № 4					
<b>Практическое занятие № 4</b>									
Материал	ВСт3	09Г2С	20	10					
Диаметр $D$ , м	22,8	10,2	7,5	12,8					
Плотность среды $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	980	890	960					
Наибольший уровень среды $H_{\max}$ , м	12	7,5	7,5	7,5					
Число полных циклов заполнения резервуара в год $n_0$	400	500	350	460					
Остаточная толщина стенки $s$ , мм	5,6	5,3	4,3	5,5					
Длина минимальной обнаруживаемой трещины $L_0$ , мм	5	7	6	4					
<b>Практическое занятие № 7</b>									
Грузоподъемность крана $Q$ , кг	10000		20000		40000		35000		
Количество рабочих смен в сутки	1990–1992	1995–1999	1995–1999	2000–2013	1991–1998	1999–2013	1992–1996	1997–2013	
	1	2	2	1	1	2	2	1	
Количество в смену циклов подъема груза массой:									
	20 % $Q$	20	16	16	15	10	10	7	4
	50 % $Q$	10	14	14	18	20	30	15	13
	75 % $Q$	15	20	20	25	15	40	16	8
100 % $Q$	3	5	5	9	5	30	8	11	
Вес балки крана, Н	30000		42000		51000		49000		
Вес тележки крана, Н	13400		21000		18000		22000		
Пролет крана $L$ , м	16,5		20		18		16,5		
Металлоконструкция крана	Сварная, коробчатая 300 × 250 мм		Сварная, коробчатая 400 × 300 мм		Сварная, коробчатая 500 × 600 мм		Сварная, коробчатая 400 × 450 мм		



## Приложение Б (обязательное)

### *Содержание программы технического диагностирования технических устройств*

Программа технического диагностирования должна содержать следующие разделы:

- область применения;
- нормативные ссылки;
- цели и задачи;
- перечень потенциально опасных элементов (ПОЭ);
- методы неразрушающего контроля, объёмы и сроки;
- оценка качества.

Программа технического диагностирования может дополнительно содержать и другие разделы и сведения.

Раздел «Методы неразрушающего контроля, объёмы и сроки» может быть представлен в виде таблицы, наименование заголовка которой приведено в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Термины и их условные обозначения

ПОЭ, зона контроля	Метод неразрушающего контроля	Объём	Периодичность контроля	Примечания



## Приложение В (обязательное)

### *Оценка прочности и остаточного ресурса трубопровода*

*В.1 Расчет толщины стенки труб и соединительных деталей трубопроводов пара и горячей воды.* Расчет толщины стенок труб и соединительных деталей  $s_R$  производят по формуле

$$s_R = \frac{\gamma_{f5} \cdot \eta \cdot p \cdot D_a}{2 \cdot (0,9[\sigma] + \gamma_{f5} \cdot p)},$$

где  $\gamma_{f5}$  – коэффициент надежности по нагрузке,  $\gamma_{f5} = 1,1$ ;

$\eta$  – коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей;

$[\sigma]$  – номинальное допускаемое напряжение для стали (таблица Г.1).

Коэффициент несущей способности  $\eta$  для труб равен 1, для отводов рассчитывается по формуле

$$\eta = a \cdot \xi + b,$$

где  $\xi = r/D_a$ .

Коэффициенты для расчета коэффициента несущей способности отводов выбираются из таблицы В.1.

Таблица В.1 – Значения расчетных коэффициентов  $a$ ,  $b$

$\xi$	$a$	$b$
От 1,0 до 2,0	-0,3	1,6
Более 2,0	0,0	1,0

Фактическая толщина стенки труб при эксплуатации должна быть не менее значений, указанных в таблице В.2, но не менее значения  $s_R$ , полученного в результате расчёта на прочность.

Таблица В.2 – Минимальная толщина стенки при эксплуатации

$s$ , мм	$D_a$ , мм					
	>38	≤51	≤70	≤90	≤108	>108
При эксплуатации	1,45	1,60	2,00	2,40	2,80	3,20

*В.2 Расчет толщины стенки труб и соединительных деталей технологических трубопроводов.* Для труб, деталей технологических трубопроводов, эксплуатируемых при температуре до плюс 430 °С (включительно), расчетные значения толщины стенки определяют по формулам



$$s_R = \frac{\eta \cdot n \cdot p \cdot D_a}{2 \cdot (0,9 \cdot R_2^r \cdot m_3 + n \cdot p)} \text{ при } \frac{R_2^h \cdot m_3}{R_1^h \cdot m_2} < 0,75;$$

$$s_R = \frac{\eta \cdot n \cdot p \cdot D_a}{2 \cdot (R_1^p + n \cdot p)} \text{ при } \frac{R_2^r \cdot m_3}{R_1^r \cdot m_2} \geq 0,75,$$

где  $n$  – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе,  $n = 1,2$ ;

$R_2^h$  – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, МПа (приложение Г);

$R_1^h$  – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыва материала труб, МПа (см. приложение Г);

$R_1^p$  – расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов,  $R_1^p = R_1^h \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$ ;

$\eta$  – коэффициент несущей способности, который принимают равным: для труб – 1,0; для конических переходов – 1,0; для выпуклых заглушек (эллиптической формы) – 1,0; для отводов гладких и сварных –  $\eta = 1,3$  при  $r/D_a = 1$ ;  $\eta = 1,3$  при  $r/D_a = 1,5$ ;  $\eta = 1$  при  $r/D_a = 2$  и более;

$m_1$  – коэффициент условий работы материала при разрыве труб,  $m_1 = 0,8$ ;

$m_2$  – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый в зависимости от транспортируемой среды: токсичные, горючие, взрывоопасные и сжиженные газы –  $m_2 = 0,6$ ; инертные газы (азот, воздух и т. п.) или токсичные, взрывоопасные и горючие жидкости –  $m_2 = 0,75$ ; инертные жидкости –  $m_2 = 0,9$ ;

$k_1$  – коэффициент однородности материала труб: для бесшовных труб из углеродистой и нержавеющей сталей и для сварных труб из ненормализованной низколегированной стали  $k_1 = 0,8$ ; для сварных труб из углеродистой и нержавеющей сталей и для сварных труб из нормализованной низколегированной стали  $k_1 = 0,85$ ;

$m_3$  – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, принимаемый в зависимости от материала труб и рабочей температуры (таблица В.3), °С.

Таблица В.3 – Коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах

Материал труб	$m_3$ при рабочей температуре, °С			
	от –70 до –40	от –39 до +100	+250	+430
Углеродистая качественная конструкционная сталь марок 10, 15, 20	1	1	0,85	0,45
Низколегированные стали марок 09Г2С, 10Г2С1, 17ГС, 14ХГС, 10Г2СД, 15Г2С, 10Г2	1	1	0,85	0,45
Легированные стали марок 15Х5, 15Х5М, 15Х5М-У, 15Х5ВФ, 08Х13, 12МХ, 12Х1МФ, 12Х18Н10Т	1	1	0,9	0,7
<i>Примечание</i> – Для промежуточных значений рабочей температуры коэффициент $m_3$ определяют интерполяцией двух ближайших значений				



Во всех случаях толщина стенки трубопровода должна быть не менее значений, указанных в таблице В.4.

Таблица В.4 – Минимальная толщина стенки трубопровода

Наружный диаметр $D_a$ , мм	≤ 25	≤ 57	≤ 108	≤ 219	≤ 325	≤ 377	≤ 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода $s$ , мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

*В.3 Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам диагностирования.* Сплошной контроль элементов трубопровода различными методами выполнить не всегда возможно (из-за недоступности некоторых его участков), а в ряде случаев в этом нет необходимости, поэтому применяют выборочный контроль и оценку поврежденности по наибольшим размерам выявленных дефектов. При этом рекомендуется использование статистических методов для уменьшения величины погрешности.

Большой разброс результатов измерений толщины стенок может наблюдаться из-за неравномерности их коррозии. Это часто бывает вызвано различными условиями нагружения участков трубопровода, а также стохастическими свойствами процесса коррозии.

Поскольку измерения осуществляют выборочно (в намеченных точках), то при этом методе минимальная из измеренных величин может оказаться существенно больше, чем фактическая минимальная толщина стенки. Достоверность контроля вместе с тем остается неопределенной, поэтому следует учитывать разброс фактических толщин элемента трубопровода.

При планировании контроля необходимо определить количество точек, выбираемых для измерений  $n$ . Чем больше  $n$ , тем выше достоверность контроля, но тем выше и его трудоемкость.

Используем тот случай, при котором проводится выборочный контроль. Достоверность его зависит от количества точек измерения (величины выборки) и степени неравномерности коррозии.

Среднее квадратическое отклонение  $\sigma$  определяется по результатам измерений на нескольких участках поверхности, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации, по формуле

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (s_i - s_{cp})^2}{n-1}},$$

где  $s_i$  – результат измерения толщины на  $i$ -м участке, мм;

$s_{cp}$  – средняя измеренная толщина, мм;

$n$  – число участков замера (если  $n < 10$ , то  $\sigma$  не вычисляют, т. к. точность ее оценки при этом недостаточна).



Минимальную возможную толщину стенки  $s_{\min}$  с учетом неконтролируемых участков поверхности определяют для доверительной вероятности 95 % применительно ко всем участкам трубопровода по формуле

$$s_{\min} = s_{cp} - 2\sigma.$$

Если имеется измеренное значение толщины стенки  $s_i$  меньшее, чем  $s_{\min}$ , то за значение  $s_{\min}$  принимается данное значение  $s_i$ .

Средняя скорость коррозии стенки трубопровода определяется по формуле

$$V_{cp} = \frac{s - s_{\min}}{\tau},$$

где  $s$  – номинальная толщина стенки трубопровода при изготовлении, мм;

$\tau$  – время эксплуатации трубопровода, лет.

Дальнейшая эксплуатация трубопроводов допускается при  $s_{\min} > s_R$  (где  $s_R$  – минимально допустимое значение толщины стенки трубопровода).

Остаточный ресурс трубопровода определяется по формуле

$$\tau_{ост} = K \frac{s_{\min} - s_R}{V_{cp}},$$

где  $K$  – коэффициент, зависящий от категории и срока службы без замены (для трубопроводов первой категории, отработавших более 30 лет,  $K = 0,9$ ; для остальных  $K = 1$ ).



## Приложение Г (обязательное)

Таблица Г.1 – Механические свойства конструкционных сталей

Марка стали	Временное сопротивление $\sigma_B$ , МПа	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Предел выносливости $\sigma_{-1}$ , МПа	Номинальное допускаемое напряжение $[\sigma]$ , МПа	Относительное сужение $\psi$
ВСтЗ	260	185	135	154	0,49
10	340	210	155	110	0,51
15	380	230	170	125	0,45
20	420	250	190	140	0,40
30	500	300	225	165	0,4
40	580	340	260	190	0,41
09Г2С	500	350	240	170	0,45
10Г2	430	250	220	140	0,42
20Х	600	300	260	190	0,40
30ХМ	950	750	475	320	0,45
12ХН2	800	600	400	270	0,40
12ХН3А	950	700	470	320	0,39
20ХГСА	800	650	400	270	0,40
30ХГС	600	360	300	200	0,41



## Приложение Д (обязательное)

Таблица Д.1 – Технологическая карта браковки каната

Номер	Наименование параметра браковки	Норма браковки
1	Уменьшение номинального диаметра каната в результате поверхностного износа или коррозии	На 7 % – при отсутствии видимых обрывов проволок канат бракуется
2	Уменьшение диаметра каната в результате повреждения сердечника – внутреннего износа, обмятия, разрыва и т. п. у некрутящегося каната	На 3 % – при отсутствии видимых обрывов проволок бракуется
3	Уменьшение диаметра каната в результате повреждения сердечника – внутреннего износа, обмятия, разрыва и т. п.	На 10 % – при отсутствии видимых обрывов проволок канат бракуется
4	Уменьшение диаметра наружных проволок каната крестовой свивки	На 40 % – канат бракуется
5	Потеря сечения металла проволок при регистрации с помощью дефектоскопа	На 17,5 % – канат бракуется
6	Число обрывов проволок на участке 6d	По таблице Г.1
7	Число обрывов проволок на участке 30d	По таблице Г.1
8	Обрыв прядей	Канат бракуется при обрыве одной и более прядей
9	Волнистость каната	При совпадении направлений спиралей волнистости и свивки каната и равенстве шага свивки длине волны канат бракуется при высоте волны более 1,08 диаметра
10	Волнистость каната	При несовпадении направлений спиралей волнистости и свивки каната и неравенстве шага свивки длине волны канат бракуется при высоте волны более 4/3 диаметра каната на длине не более 25 диаметров
11	Корзинообразная деформация	Канат бракуется
12	Выдавливание сердечника	Канат бракуется
13	Выдавливание проволок прядей	Канат бракуется
14	Местное увеличение диаметра каната	Канат бракуется
15	Раздавливание каната	Канат бракуется
16	Перекручивание каната	Канат бракуется
17	Залом каната	Канат бракуется
18	Перегиб каната	Канат бракуется
19	Повреждение в результате температурного воздействия или электрического дугового разряда	Канат бракуется
20	Число обрывов проволок меньше допустимого, указанного в таблице Г.1	Тщательное наблюдение за состоянием каната и периодические осмотры с записью в журнал осмотров





Окончание таблицы Д.1

Число несущих проволок в наружных прядях	Конструкции канатов по ИСО и государственным стандартам	Тип свивки	ГОСТ на канат	Группа классификации (режима) механизма							
				М1, М2, М3 и М4		М5, М6, М7 и М8		односторонняя свивка		односторонняя свивка	
				крестовая свивка	односторонняя свивка	крестовая свивка	односторонняя свивка	крестовая свивка	односторонняя свивка	крестовая свивка	односторонняя свивка
				6d	30d	6d	30d	6d	30d	6d	30d
161 ≤ n ≤ 180	6x36(1+7+7/7+14)+Io.c.*	ЛК-РО	7668-80	6d	7	4	7	14	29	7	14
	6x36(1+7+7/7+14)+7x7(1+6)*			30d	14	4	7	14	29	7	14
181 ≤ n ≤ 200	6x31(1+6+6/6+12)+Io.c.			6d	8	4	8	16	32	8	16
	6x31(1+6+6/6+12)+7x7(1+6)			30d	16	4	8	16	32	8	16
	6x37(1+6+15+15)+Io.c.			6d	9	4	9	18	38	9	18
201 ≤ n ≤ 220	6x41(16/8+8/8/1)*	ТЛК-О	3079-80	6d	10	5	10	19	38	10	19
221 ≤ n ≤ 240	6x37(18/12/6/1)			30d	19	5	10	19	38	10	19
241 ≤ n ≤ 260	18x19(1+6+6/6)+Io.c.	ЛК-Р		6d	10	5	10	21	42	10	21
261 ≤ n ≤ 280				30d	21	5	10	21	42	10	21
281 ≤ n ≤ 300				6d	11	6	11	22	45	11	22
300 ≤ n				6d	12	6	12	24	48	12	24
				30d	24	6	12	24	48	12	24
				6d	0,04n	0,02n	0,04n	0,08n	0,16n	0,04n	0,08n
				30d	0,08n	0,02n	0,04n	0,08n	0,16n	0,04n	0,08n

*Примечания.*

1. n – число несущих проволок и наружных прядей каната; d – диаметр каната, мм.
2. Проволоки заполнения не считаются несущими, поэтому не подлежат учету. В канатах с несколькими слоями прядей учитываются проволоки только видимого наружного слоя. В канатах со стальным сердечником последний рассматривается как внутренняя прядь и не учитывается.
3. Число обрывов не следует путать с количеством оборванных концов проволок, которых может быть в 2 раза больше.
4. Для канатов конструкции с диаметром наружных проволок во внешних прядях, превышающим диаметр проколов нижележащих слоев, класс конструкции понижен и отмечен звездочкой