Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Тольяттинский государственный университет
Институт инженерной и экологической безопасности

И.В. Дерябин

ОСНОВЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Электронное учебно-практическое пособие

© ФГБОУ ВО «Тольяттинский государственный университет», 2021

ISBN 978-5-8259-1550-0

УДК 629.083(075.8)
ББК 30.820.51я73

Рецензенты:
канд. техн. наук, заместитель главного инженера
ООО «Газпром трансгаз Самара» *Б.С. Заяц;*
канд. техн. наук, доцент департамента магистратуры института
инженерной и экологической безопасности Тольяттинского
государственного университета *И.И. Рашоян*.

Дерябин, И.В. Основы технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа : электронное учебно-практическое пособие / И.В. Дерябин. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021. – 1 оптический диск. – ISBN 978-5-8259-1550-0.

Учебно-практическое пособие содержит рекомендации по изучению дисциплины «Основы технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа», алгоритмы выполнения практических заданий, теоретические сведения из нормативных документов, необходимые для выполнения заданий.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 20.03.01 «Техносферная безопасность» очной формы обучения высшего образования.

Текстовое электронное издание.

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

Минимальные системные требования: IBM PC-совместимый компьютер: Windows XP/Vista/7/8; PIII 500 МГц или эквивалент; 128 Мб ОЗУ; SVGA; CD-ROM; Adobe Acrobat Reader.

© ФГБОУ ВО «Тольяттинский государственный университет», 2021

Редактор *Е.А. Державева*
Корректор *О.В. Горбань*
Техническое редактирование
и компьютерная верстка: *Л.В. Сызганцева*
Художественное оформление,
компьютерное проектирование: *Г.В. Карасева*

Дата подписания к использованию 23.09.2021.
Объем издания 6 Мб.
Комплектация издания: компакт-диск,
первичная упаковка.
Заказ № 1-62-19.

Издательство Тольяттинского
государственного университета
445020, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14,
тел. 8 (8482) 53-91-47, www.tltsu.ru

Содержание

Введение 5

Практическое задание 1. Системы технической диагностики 11

Практическое задание 2. Критерии оценки вибрационного состояния оборудования 17

Практическое задание 3. Средства измерений вибрации вала 52

Практическое задание 4. Вибрация насосов 53

Практическое задание 5. Способы контроля и средства течеискания 71

Практическое задание 6. Аттестация персонала в области неразрушающего контроля 80

Практическое задание 7. Диагностика методом магнитного неразрушающего контроля 91

Практическое задание 8. Диагностика методом ультразвукового неразрушающего контроля 103

Практическое задание 9. Диагностирование линейной части стальных газопроводов 114

Практическое задание 10. Диагностирование вертикальных цилиндрических резервуаров 135

Вопросы итогового контроля 147

Библиографический список 149

Введение

Дисциплина «Основы технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа» изучает задачи и способы технической диагностики, в том числе такие, как вибрационная диагностика, методы неразрушающего контроля, диагностирование газопроводов и резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

Изучение данной дисциплины позволит получить базовые знания о методах и средствах технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа.

Цель дисциплины – сформировать у будущих бакалавров базовые знания о методах и средствах технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа.

Задачи дисциплины:

1) сформировать знание физических основ диагностики оборудования нефтегазового комплекса;
2) сформировать знание методов и средств контактной и бесконтактной диагностики;
3) сформировать технологические навыки производства диагностических работ.

В результате изучения дисциплины (учебного курса) студент формирует и демонстрирует следующие компетенции:

✦ применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды;

✦ анализировать механизмы воздействия опасностей на человека, определять характер взаимодействия организма человека с опасностями среды обитания с учетом специфики механизма токсического действия вредных веществ, энергетического воздействия и комбинированного действия вредных факторов;

✦ определять опасные, чрезвычайно опасные зоны, зоны приемлемого риска.

В результате изучения дисциплины студент должен

✓*знать*:

– особенности диагностических работ с точки зрения защиты окружающей среды;

– опасные факторы, воздействующие на человека при проведении диагностических работ;
– наиболее опасные (проблемные) зоны возникновения дефектов на объектах транспортировки и хранения газа и нефти;
– требования законодательства в области охраны окружающей среды;

✓ *уметь*:

– пользоваться методами диагностики объектов транспортировки и хранения нефти и газа для предотвращения возникновений аварийных ситуаций с нанесением ущерба природным ресурсам;
– применять методы неразрушающего контроля при проверке технического состояния трубопроводов;
– применять современные средства диагностики;

✓ *владеть*:

– навыками использования методов и способов вибродиагностического контроля оборудования нефтегазотранспортного комплекса;
– навыками безопасной работы при диагностировании нефтегазового оборудования.

Структура дисциплины «Основы технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа»

Модуль	Подраздел, тема
1	Задачи и системы технической диагностики
1	Практическое занятие 1 Системы технической диагностики
1	Самостоятельное изучение материала модуля 1, не вошедшего в курс лекций
2	Вибрационная диагностика
2	Практическое занятие 2 Критерии оценки вибрационного состояния оборудования
2	Практическое занятие 3 Средства измерений вибрации вала
2	Практическое занятие 4 Вибрация насосов

Модуль	Подраздел, тема
2	Самостоятельное изучение материала модуля 2, не вошедшего в курс лекций
3	Неразрушающие методы контроля
3	Практическое занятие 5 Способы контроля и средства течеискания
3	Практическое занятие 6 Аттестация персонала в области неразрушающего контроля
3	Практическое занятие 7 Диагностика методом магнитного неразрушающего контроля
3	Практическое занятие 8 Диагностика методом ультразвукового неразрушающего контроля
3	Самостоятельное изучение материала модуля 3, не вошедшего в курс лекций
4	Диагностирование газопроводов и резервуаров для нефти и нефтепродуктов
4	Практическое занятие 9 Диагностирование линейной части стальных газопроводов
4	Практическое занятие 10 Диагностирование вертикальных цилиндрических резервуаров
4	Самостоятельное изучение материала модуля 4, не вошедшего в курс лекций

Рекомендации по изучению

Модуль 1

Тема 1.1. Задачи и системы технической диагностики

Цель и задачи изучения

Цель – формирование системного представления об основных задачах и системах технической диагностики.

Задачи:

1) изучение системы технической диагностики;
2) получение практических навыков определения вида технической диагностики и составления алгоритма технического диагностирования.

Изучив данный модуль, студент должен:

– иметь представление о системе технической диагностики;
– знать виды технической диагностики, алгоритм технического диагностирования, виды дефектов, методы и виды контроля;
– владеть видами технической диагностики, алгоритмом технического диагностирования, видами дефектов, методами и видами контроля.

При освоении темы необходимо:

- изучить учебный материал;
- выполнить практическое задание по теме.

Модуль 2

Тема 2.1. Вибрационная диагностика

Цель и задачи изучения

Цель – формирование системного представления о вибрационной диагностике объектов транспортировки и хранения нефти и газа.

Задачи:

1) изучение нормативных документов;
2) получение практических навыков вибродиагностики оборудования нефтегазового комплекса.

Изучив данный модуль, студент должен:

– иметь представление о вибрационной диагностике объектов транспортировки и хранения нефти и газа;
– знать особенности вибрационной диагностики объектов транспортировки и хранения нефти и газа;
– владеть базовыми знаниями об аппаратно-программных средствах измерения и обработки вибросигналов.

При работе над модулем студентам рекомендуется начать изучение с ГОСТ ИСО 10816 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерения вибрации на невращающихся частях», ГОСТ 7919-1-2002 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах».

При освоении темы необходимо:

- изучить учебный материал;
- выполнить практические задания по теме.

Модуль 3

Тема 3.1. Неразрушающие методы контроля

Цель и задачи изучения

Цель – формирование системного представления о неразрушающих методах контроля объектов транспортировки и хранения нефти и газа.

Задачи:

1) изучение основных методов неразрушающего контроля;
2) получение практических навыков контроля герметичности различных конструкций, диагностики методом магнитного и ультразвукового неразрушающего контроля.

Изучив данный модуль, студент должен:

– иметь представление о неразрушающих методах контроля объектов транспортировки и хранения нефти и газа;
– знать особенности проведения диагностики оборудования с применением неразрушающих методов;
– владеть базовыми знаниями о специализированном диагностическом оборудовании.

При освоении темы необходимо:

- изучить учебный материал;
- выполнить практические задания по теме.

Модуль 4

Тема 4.1. Диагностирование газопроводов и резервуаров для нефти и нефтепродуктов

Цель и задачи изучения

Цель – формирование системного представления об особенностях диагностирования типового технологического оборудования.

Задачи:

1) изучение РД 08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
2) получение практических навыков диагностирования линейной части стальных газонефтепроводов и вертикальных цилиндрических резервуаров для нефтепродуктов.

Изучив данный модуль, студент должен:

– иметь представление об особенностях диагностирования типового технологического оборудования;
– знать порядок составления индивидуальных программ диагностирования;
– владеть навыками диагностирования линейной части стальных газонефтепроводов и вертикальных цилиндрических резервуаров для нефтепродуктов.

При работе над модулем студентам рекомендуется начать изучение с РД 08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов».

При освоении темы необходимо:

- изучить учебный материал;
- выполнить практические задания по теме.

Практическое задание 1
Системы технической диагностики

Цель – получить практические навыки определения вида технической диагностики и составления алгоритма технического диагностирования.

Нормативные документы: ГОСТ 20911–89 «Техническая диагностика. Термины и определения».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, определить виды технической диагностики, составить алгоритм технического диагностирования.

Теоретическая часть

ГОСТ 20911–89 (выборочно):

Термин	Определение
Объект технического диагностирования (контроля технического состояния)	Изделие и (или) его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю)
Техническое состояние объекта	Состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект
Техническая диагностика	Область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов
Техническое диагностирование	Определение технического состояния объекта. *Примечания* 1. Задачами технического диагностирования являются: контроль технического состояния; поиск места и определение причин отказа (неисправности); прогнозирование технического состояния. 2. Термин «Техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности).

Термин	Определение
	Термин «Контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния
Контроль технического состояния	Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени. *Примечание.* Видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т. п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени
Контроль функционирования	Контроль выполнения объектом части или всех свойственных ему функций
Прогнозирование технического состояния	Определение технического состояния объекта с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени. *Примечание.* Целью прогнозирования технического состояния может быть определение с заданной вероятностью интервала времени (ресурса), в течение которого сохранится работоспособное (исправное) состояние объекта или вероятности сохранения работоспособного (исправного) состояния объекта на заданный интервал времени
Технический диагноз (результат контроля)	Результат диагностирования
Рабочее техническое диагностирование	Диагностирование, при котором на объект подаются рабочие воздействия
Тестовое техническое диагностирование	Диагностирование, при котором на объект подаются тестовые воздействия
Экспресс-диагностирование	Диагностирование по ограниченному числу параметров за заранее установленное время
Средство технического диагностирования (контроля технического состояния)	Аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (контроль)

Термин	Определение
Приспособленность объекта к диагностированию (контроле-пригодность)	Свойство объекта, характеризующее его пригодность к проведению диагностирования (контроля) заданными средствами диагностирования (контроля)
Система технического диагностирования (контроля технического состояния)	Совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования (контроля) по правилам, установленным в технической документации
Автоматизированная система технического диагностирования (контроля технического состояния)	Система диагностирования (контроля), обеспечивающая проведение диагностирования (контроля) с применением средств автоматизации и участием человека
Автоматическая система технического диагностирования (контроля технического состояния)	Система диагностирования (контроля), обеспечивающая проведение диагностирования (контроля) без участия человека
Алгоритм технического диагностирования (контроля технического состояния)	Совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при проведении диагностирования (контроля)
Диагностическое обеспечение	Комплекс взаимоувязанных правил, методов, алгоритмов и средств, необходимых для осуществления диагностирования на всех этапах жизненного цикла объекта
Диагностический (контролируемый) параметр	Параметр объекта, используемый при его диагностировании (контроле)
Встроенное средство технического диагностирования (контроля технического состояния)	Средство диагностирования (контроля), являющееся составной частью объекта
Внешнее средство технического диагностирования (контроля технического состояния)	Средство диагностирования (контроля), выполненное конструктивно отдельно от объекта

Термин	Определение
Специализированное средство технического диагностирования (контроля технического состояния)	Средство, предназначенное для диагностирования (контроля) одного объекта или группы однотипных объектов
Универсальное средство технического диагностирования (контроля технического состояния)	Средство, предназначенное для диагностирования (контроля) объектов различных типов

Рис. 1.1. Классификация видов технической диагностики

Рис. 1.2. Типовая схема технического диагностирования

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Оформить табл. 1.1.
3. Составить схему алгоритма технического диагностирования.

Таблица 1.1

Виды технической диагностики

Тип технической диагностики	Виды технической диагностики
С разборкой объекта диагностирования	
Без разборки объекта диагностирования	

Практическое задание 2
Критерии оценки вибрационного состояния оборудования

Цель – получить практические навыки определения вибрационного состояния оборудования по результатам измерения вибрации.

Нормативные документы:

- ГОСТ ИСО 10816-1–97 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерения вибрации на невращающихся частях»;
- ГОСТ ИСО 7919-1–2002 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерения вибрации на вращающихся валах».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, определить вибрационное состояние оборудования по результатам измерения вибрации.

Теоретическая часть

ГОСТ ИСО 10816-1–97 (выборочно):

4. ИЗМЕРЕНИЕ ВИБРАЦИИ

4.1. Измеряемые характеристики

4.1.1. Диапазон частот

Измерения вибрации следует проводить в диапазоне частот, охватывающем частотный спектр колебаний машины. Ширина диапазона частот зависит от типа машины (например, диапазон частот, необходимый для оценки целостности подшипников качения, должен включать в себя частоты более высокие, чем для машин с подшипниками скольжения). Рекомендации по выбору диапазона частот для машин конкретных типов должны быть приведены в соответствующих стандартах, например для паротурбинных стационарных агрегатов – в ГОСТ 25364.

Примечание. В прошлые годы контроль вибрационного состояния в основном связывали с измерением вибрации в фиксированном диапазоне частот 10...1000 Гц и оценкой среднего квадратического значения виброскорости в этом диапазоне; требования к соответствующим средствам измерений приведены в ГОСТ ИСО 2954. Однако для машин некоторых типов могут потребоваться измерения в другом диапазоне частот и иных параметров вибрации.

4.1.2. Измеряемая величина

Исходя из целей данного стандарта в качестве измеряемой величины может быть использована одна из следующих:

– виброперемещение, в микрометрах (мкм);

– виброскорость, в миллиметрах на секунду (мм/с);

– виброускорение, в метрах на секунду в квадрате (м/с^2).

Порядок использования, случаи применения и ограничения, налагаемые на эти величины, рассмотрены в разделе 6.

Как правило, для вибрации, измеряемой в широком диапазоне частот, не существует простых соотношений между виброускорением, виброскоростью и виброперемещением, а также между пиковыми и средними квадратическими значениями вибрационных величин. Краткий анализ причин этого дан в прил. А (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*), в котором приведены также некоторые точные зависимости между указанными выше параметрами для случая, когда частотные составляющие вибрации известны.

Следует четко определять, по какому параметру вибрации оценивают вибрационное состояние: размаху виброперемещения, среднему квадратическому значению виброскорости и пр.

4.1.3. Значения параметров вибрации

Под значением параметра вибрации для определенного положения и направления измерений понимают результат измерений, выполненных с помощью оборудования, удовлетворяющего требованиям раздела 5.

Как правило, при контроле широкополосной вибрации машин роторного типа в качестве оцениваемого параметра используют среднее квадратическое значение виброскорости, поскольку оно связано с энергией колебаний. В ряде случаев, однако, предпочтительно использование других параметров: связанных с виброперемещением или виброускорением или пиковых значений вместо средних квадратических. В этих случаях должны быть использованы другие критерии, которые не всегда связаны простыми соотношениями с критериями для средних квадратических значений виброскорости.

1.1.4. Уровень вибрации

Обычно измерения проводят в различных точках в двух иди трех взаимно перпендикулярных направлениях, что позволяет получить набор значений параметров вибрации. Под уровнем вибрации машины понимают максимальное значение вибрации, измеренной в одной определенной точке или группе точек в выбранных направлениях, при определенных условиях и установившемся режиме работы.

Вибрационное состояние машин многих типов может быть оценено по уровню вибрации для одной точки измерения. Однако для некоторых машин такой подход является неприемлемым, и уровни вибрации следует определять на основе независимых измерений в ряде точек.

4.2. Точки измерения

Измерения следует проводить на подшипниках, корпусах подшипников или других элементах конструкции, которые в максимальной степени реагируют на динамические силы и характеризуют общее вибрационное состояние машины. Типичные примеры расположения точек измерения приведены на рис. 1, *а–д*.

Полную оценку вибрационного состояния крупных агрегатов дают результаты измерений в контролируемых точках в трех взаимно перпендикулярных направлениях, как указано на рис. 1, *а–д*. Как правило, подобная полнота измерений требуется только для приемочных испытаний. При эксплуатационном контроле обычно выполняют одно или два измерения в радиальном направлении (как правило, горизонтальном и (или) вертикальном). Кроме того, дополнительно можно также проводить измерения осевой вибрации, обычно в месте расположения упорного подшипника.

Расположение точек измерения для машин конкретных типов должно быть приведено в соответствующих стандартах на машины этих типов.

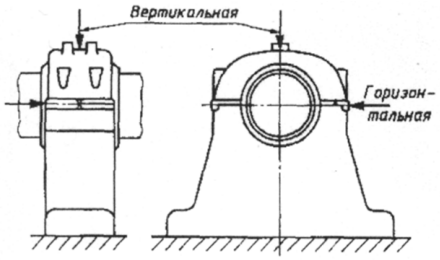


Рис. 1*а*. Точки измерения на опоре подшипника

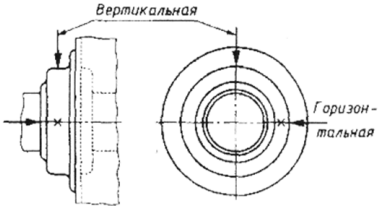


Рис. 1*б*. Точки измерения на корпусе подшипника

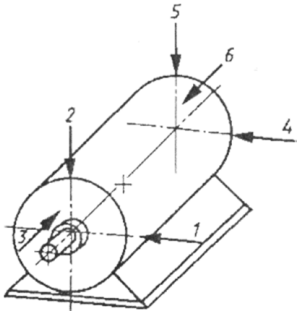


Рис. 1*в*. Точки измерения на малых электрических машинах

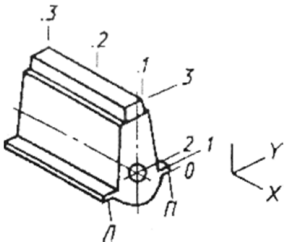


Рис. 1*г*. Точки измерения на двигателе

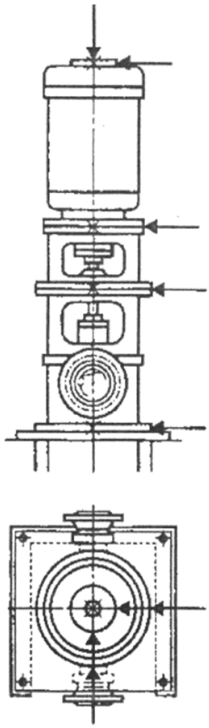


Рис. 1*д*. Точки измерения на вертикально установленной машине

4.3. Требования к состоянию машины при эксплуатационном контроле

Эксплуатационный контроль выполняют только при полностью собранной на штатных опорах машине на месте ее эксплуатации.

4.4. Требования к опорам машины при приемочных испытаниях

4.4.1. На месте эксплуатации

Если приемочные испытания проводят на месте эксплуатации, роторы должны быть установлены на штатные опоры. В этом случае важно, чтобы при проведении приемочных испытаний были смонтированы все основные элементы машины; для головных образцов машин это требование является обязательным, а для серийных машин, если это невозможно, оценочные критерии должны быть соответствующим образом скорректированы. Результаты сравнения вибрационного состояния однотипных машин, установленных

на различных фундаментах, сопоставимы лишь при условии сходства динамических характеристик фундаментов.

4.4.2. На испытательном стенде

Необходимо создать условия, при которых исключается совпадение частот собственных колебаний испытательной установки с частотой вращения машины или с какой-либо из ее мощных гармоник. Обычно полагают, что данное требование выполняется, если значение горизонтальной и вертикальной вибрации несущих элементов фундамента вблизи опор подшипников не превышает 50 % значения вибрации соответствующего подшипника в том же направлении. Испытательная установка не должна вызывать также изменений значения какой-либо из основных собственных частот машины в эксплуатации. Если резонансы опоры устранить не удается, следует проводить приемочные испытания полностью собранной машины на месте эксплуатации.

Приемочные испытания машин некоторых классов, например небольших электрических машин, проводят на упругом основании. В этом случае низшие собственные частоты системы машина – испытательные опоры, рассматриваемой как жесткое тело, должны быть менее 1/2 минимальной частоты возбуждения. Соответствующие условия опирания могут быть достигнуты путем установки машины на упруго опирающийся фундамент (основание) или с помощью свободной подвески на мягких пружинах.

4.5. Условия эксплуатации машины

Оценка уровня вибрации должна быть проведена после достижения нормальных условий эксплуатации. Дополнительные измерения при других условиях не должны быть использованы для оценки вибрационного состояния в соответствии с разделом 6.

4.6. Оценка вибрации, наводимой внешними источниками

Оценку влияния виброактивности окружающих механизмов на вибрацию конкретной машины проводят на основании результатов измерений на остановленной машине. Если измеренное значение параметра вибрации превышает 1/3 рекомендуемого предельного значения, следует принять меры по уменьшению этого влияния.

5. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА

Конструкция контрольно-измерительной аппаратуры (далее – аппаратура) должна обеспечивать ее нормальное функционирование в условиях проводимых измерений (температура окружающей среды, влажность воздуха и т. д.). Следует особое внимание уделить креплению вибропреобразователя и убедиться в том, что это крепление не изменяет вибрационные характеристики машины. Требования к аппаратуре, предназначенной для измерения среднего квадратического значения вибрации в диапазоне 10...1000 Гц, – по ГОСТ ИСО 2954.

В настоящее время для контроля широкополосной вибрации наиболее часто используют приборы двух типов:

– приборы, содержащие детектор среднего квадратического значения и индикатор для считывания средних квадратических значений измеряемой величины;
– приборы, содержащие либо детектор среднего квадратического значения, либо усредняющий детектор, но калиброванные для считывания размаха или амплитуды колебаний; при этом калибровка основана на соотношении между средними квадратическими и пиковыми значениями для чисто синусоидального сигнала.

Если оценка вибрации базируется на результатах измерения более чем одной величины (перемещение, скорость, ускорение), применяемые приборы должны обеспечивать измерение всех этих величин.

Измерительная система должна предусматривать возможность калибровки всего измерительного тракта (желательно встроенное устройство калибровки) и иметь независимые выходы для подсоединения дополнительных анализаторов и т. д.

6. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ВИБРАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАШИН

6.1. Виды критериев

Рассматриваются критерии двух видов, распространяющиеся на эксплуатационный контроль и приемочные испытания и предназначенные для оценки уровней вибрации машин различных типов. Критерий 1 связан со значениями измеряемых параметров вибрации, а критерий 2 – с изменениями этих значений (независимо от направления изменений).

6.2. Критерий 1

6.2.1. Зоны вибрационного состояния

Критерий 1 связан с определением границ для абсолютного значения параметра вибрации, соответствующих допустимым динамическим нагрузкам на подшипники и допустимой вибрации, передаваемой вовне через опоры и фундамент. Максимальное значение, полученное в результате измерения на каждом подшипнике или опоре (то есть значение уровня вибрации – как определено в 4.1.4), сравнивают с границами четырех зон, установленных исходя из международного опыта проведения исследований и эксплуатации. Данные зоны предназначены для качественной оценки вибрационного состояния машин и принятия решения о необходимых мерах. Иное (сравнительно с приведенным ниже) число зон и их расположение может быть использовано для машин специальных типов, которые рассматриваются в соответствующих стандартах. Примерные значения границ зон приведены в прил. Б.

Зона *A*. В эту зону попадают, как правило, новые машины, только что введенные в эксплуатацию.

Зона *B*. Машины, попадающие в эту зону, обычно считают пригодными для дальнейшей эксплуатации без ограничения сроков.

Зона *C*. Машины, попадающие в эту зону, обычно рассматривают как непригодные для длительной непрерывной эксплуатации. Обычно данные машины могут функционировать ограниченный период времени, пока не появится подходящая возможность для проведения ремонтных работ.

Зона *D*. Уровни вибрации в данной зоне обычно рассматривают как достаточно серьезные, для того чтобы вызвать повреждение машины.

Числовые значения границ упомянутых зон не предназначены служить в качестве технических условий при приемочных испытаниях, это является предметом соглашения между производителем машины и потребителем. Однако данные границы могут служить в качестве руководства с тем, чтобы избежать чрезмерно завышенных и нереалистических требований. В определенных случаях для машин некоторых типов могут быть установлены особенности, которые потребуют изменения значений границ зон (в большую или

меньшую сторону). Тогда производителю машин, как правило, следует объяснить причину данных изменений и, в частности, подтвердить, что машину не следует подвергать опасности, эксплуатируя при более высоких уровнях вибрации.

6.2.2. Границы зон состояний

Вибрация конкретной машины зависит от ее размеров, динамических характеристик вибрирующих деталей, способа монтажа и назначения. При выборе зон допустимой вибрации машины необходимо учитывать также условия, влияющие на ее вибрационное состояние. Независимо от типа подшипников среднее квадратическое значение виброскорости статорных элементов (например, опор подшипников) машин большинства типов, как правило, адекватно характеризует условия работы роторов, их воздействие на опорные элементы и соседние механизмы, а также состояние самих машин в широком диапазоне рабочих скоростей. Однако для некоторых машин, например, с очень низкими рабочими скоростями, применение одного параметра – среднего квадратического значения виброскорости – без учета значения рабочей скорости может узаконить недопустимые высокие виброперемещения, в частности, когда доминируют колебания с оборотной частотой. С другой стороны, применяя принцип постоянства виброскорости к машинам с высокими рабочими скоростями или наличием высокочастотных спектральных составляющих вибрации, возбуждаемых некоторыми узлами машины, можно прийти к недопустимо высокому уровню виброускорений.

С учетом вышеизложенного критерии приемки, основанные на использовании среднего квадратического значения виброскорости, должны иметь общую форму, приведенную на рис. 2 (см. также прил. В, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*), на котором указаны границы частотного диапазона измерений f_u и f_t и показано, что ниже частоты f_x и выше частоты f_y допустимое значение виброскорости является уже функцией частоты f вибрации. Для зоны от f_x до f_y применим критерий постоянной виброскорости – именно для данного критерия приведены значения границ в прил. Б. Более точное определение критериев приемки и значений f_t, f_x, f_u и f_y должно быть дано в стандартах на машины конкретных типов.

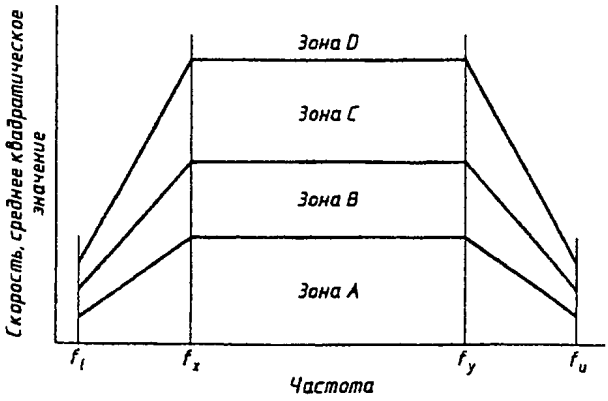


Рис. 2. Общий вид кривых для критерия на основе среднего квадратического значения виброскорости

Вибрация многих машин содержит доминирующую частотную составляющую, нередко на частоте вращения вала. Для таких машин допустимые значения вибрации могут быть получены из рис. 2 как значения для данной доминирующей частоты.

Если же для некоторой машины значительная часть вибрационной энергии сосредоточена за пределами диапазона частот $f_x..f_y$, возможны следующие решения:

а) помимо измерений виброскорости, проводят измерения в широкой полосе частот виброперемещения (если основная часть энергетического спектра лежит ниже f_x) или виброускорения (если основная часть энергетического спектра лежит выше f_y). Допустимые значения параметров виброперемещения или виброускорения получают из рис. 2, переводя значения виброскорости на краях кривых (то есть в диапазонах $f_j..f_x$, $f_y..f_u$) в постоянные значения виброскорости и виброускорения соответственно. Вибрацию можно считать допустимой, если она является таковой по всем критериям (перемещения, скорости и ускорения);

б) с помощью анализатора спектра в спектре вибрации выделяют все мощные частотные составляющие и определяют для них значения виброперемещения, виброскорости и виброускорения. После этого на основе уравнения А.2 (прил. А, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*) рассчитывают эквивалентное значение пара-

метра виброскорости; для частотных составляющих, лежащих ниже f_x и выше f_y, весовые коэффициенты берут в соответствии с рис. 2. Окончательную оценку делают на основе сравнения со значениями границ в диапазоне $f_x..f_y$. Следует иметь в виду, что, кроме случая единственной доминирующей составляющей, непосредственное сравнение составляющих частотного спектра с границами, определяемыми кривыми на рис. 2, приведет к ошибочным заключениям;

в) используют измерительный прибор, форма частотной характеристики которого к области, где сосредоточена вибрационная энергия машины, совпадает с формой кривых на рис. 2. Окончательную оценку также делают на основе сравнения со значениями границ в диапазоне $f_x..f_y$.

Дополнительное руководство по определению границ зон приведено в прил. В (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*). Для машин некоторых типов, возможно, потребуется определение границ зон иных, чем те, что представлены на рис. 2 (см., например, 6.5.3).

6.3. Критерий 2

Данный критерий основан на оценке изменения значения параметра вибрации по сравнению с предварительно установленным эталонным значением в установившемся режиме работы машины. Значительные изменения (увеличение или уменьшение) значения параметра широкополосной вибрации могут потребовать принятия определенных мер даже в том случае, когда граница зоны *C* в соответствии с критерием 1 еще не достигнута. Такие изменения могут иметь внезапный характер или постепенно нарастать во времени и указывают на возможное возникновение повреждения машины в начальной стадии или другие неполадки.

При использовании критерия 2 важно, чтобы измерения значений параметров вибрации, подлежащие впоследствии сравнению, проводили при одних и тех же положении и ориентации преобразователя вибрации и приблизительно в одном и том же режиме работы машины. Необходимо определить очевидные изменения значения параметра вибрации независимо от его общего значения, чтобы предотвратить возникновение опасной ситуации. Насколько данное изменение является значительным, должно быть определено в соответствующих стандартах на машины конкретных типов.

Следует иметь в виду, что некоторые существенные изменения в состоянии машины могут быть обнаружены только при контроле отдельных спектральных составляющих (см. 6.5.1).

6.4. Предельные уровни вибрации

6.4.1. Общие положения

Как правило, для машин, предназначенных для длительной эксплуатации, устанавливают предельные уровни вибрации, превышение которых в установившемся режиме работы машины приводит к подаче сигналов ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ или ОСТАНОВ:

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ – для привлечения внимания к тому, что вибрация или изменения вибрации достигли определенного уровня, когда может потребоваться проведение восстановительных мероприятий. Как правило, при появлении сигнала ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ машину можно эксплуатировать в течение некоторого периода времени, пока исследуют причины изменения вибрации и определяют комплекс необходимых мероприятий.

ОСТАНОВ – для индикации уровня вибрации, при превышении которого дальнейшая эксплуатация может привести к повреждениям. При достижении уровня ОСТАНОВ следует принять немедленные меры к снижению вибрации или же остановить машину.

Вследствие разницы в динамических нагрузках и жесткостях опор для различных положений и направлений измерения могут быть установлены разные предельные уровни вибрации. Определение таких уровней для машин конкретных типов должно быть приведено в соответствующих стандартах.

6.4.2. Установка уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ может существенно изменяться в сторону возрастания или уменьшения от машины к машине. Обычно данное значение устанавливают относительно некоторого базового значения, полученного для каждого конкретного экземпляра машины при фиксированном положении и направлении измерения на основе накопленного опыта эксплуатации.

Рекомендуется устанавливать уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ выше базового значения на некоторую долю (в процентах) значения верхней границы зоны *B*. Если базовое значение мало, уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ может лежать ниже зоны *C*.

В том случае, если базовое значение не определено, например для новых машин, начальную установку положения ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ следует выполнить либо исходя из опыта эксплуатации аналогичных машин, либо на основе соглашения. Спустя некоторое время следует установить постоянное базовое значение и соответствующим образом скорректировать положение ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ.

Если произошло изменение постоянного базового значения (например, вследствие капитального ремонта машины), может потребоваться соответствующее изменение положения ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ. Вследствие разницы в динамических нагрузках и коэффициентах жесткости опор для различных опор машины могут быть установлены свои предельные уровни.

6.4.3. Установка уровня ОСТАНОВ

Уровень ОСТАНОВ, который обычно связывают с необходимостью сохранения механической целостности машины, может зависеть от различных конструктивных особенностей, применяемых для того, чтобы машина могла противостоять возникновению аномальных динамических сил. Таким образом, данное значение, как правило, будет одним и тем же для машин аналогичных конструкций и не будет связано с базовым значением, как это имело место для уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ.

Вследствие многообразия машин различных конструкций не представляется возможным дать четкое руководство для точного установления уровня ОСТАНОВ. Обычно положение ОСТАНОВ устанавливают в пределах зон *C* или *D*.

6.5. Дополнительные характеристики

6.5.1. Частотные составляющие (векторные) вибрации

Метод контроля, рассматриваемый в данном базовом стандарте, ограничен оценкой вибрации в широком диапазоне частот без анализа частотных составляющих или учета фазы вибрации. В большинстве случаев для приемочных испытаний и эксплуатационного контроля этого достаточно. Однако при оценке вибрационного состояния машин определенных типов целесообразно использовать векторное представление вибрации.

Использование в качестве критерия изменения вектора вибрации особенно полезно при обнаружении и идентификации изме-

нения в динамических характеристиках машины. Иногда такие изменения невозможно обнаружить в условиях контроля только лишь общего уровня широкополосной вибрации. Пример такой ситуации приведен в прил. Г (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*). Однако установление критерия на основе изменения вектора вибрации выходит за рамки настоящего стандарта.

6.5.2. Вибрационная чувствительность

Вибрация, измеряемая на какой-либо конкретной машине, может зависеть от режима ее работы. В большинстве случаев подобное влияние условий работы незначительно, но иногда чувствительность к режиму может быть такова, что, в то время как вибрация некоторой определенной машины при некоторых условиях работы признается допустимой, она может перестать считаться таковой при изменении этих условий.

В тех случаях, когда некоторые аспекты вибрационной чувствительности вызывают сомнение, между потребителем и изготовителем машины должно быть достигнуто соглашение о необходимом объеме испытаний или о методах теоретической оценки.

6.5.3. *Специальные методы контроля для подшипников качения*

Особые методы используют для оценки состояния элементов роликовых подшипников. Данный вопрос рассмотрен в прил. Д (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*). Определение оценочных критериев для этих методов выходит за рамки настоящего стандарта.

Приложение Б
(справочное)

Примерные критерии оценки вибрационного состояния машин различных типов

Настоящий стандарт является базовым документом для разработки руководств по измерению и оценке вибрации машин. Критерии оценки для машин конкретных типов должны быть установлены в соответствующих отдельных стандартах. В табл. Б.1 приведены только временные, примерные критерии, которыми можно пользоваться при отсутствии подходящих нормативных документов. По ней можно определить верхние границы зон от *A* до *C* (см. 5.3.1), выра-

женные в средних квадратических значениях виброскорости v_{rms}, мм/с, для машин различных классов:

Класс 1 – отдельные части двигателей и машин, соединенные с агрегатом и работающие в обычном для них режиме (серийные электрические моторы мощностью до 15 кВт являются типичными машинами этой категории).

Класс 2 – машины средней величины (типовые электромоторы мощностью от 15 до 875 кВт) без специальных фундаментов, жестко установленные двигатели или машины (до 300 кВт) на специальных фундаментах.

Класс 3 – мощные первичные двигатели и другие мощные машины с вращающимися массами, установленные на массивных фундаментах, относительно жестких в направлении измерения вибрации.

Класс 4 – мощные первичные двигатели и другие мощные машины с вращающимися массами, установленные на фундаменты, относительно податливые в направлении измерения вибрации – (например, турбогенераторы и газовые турбины с выходной мощностью более 10 МВт).

Таблица Б.1

Примерные границы зон для машин различных классов

<table>
<tr><th>v_{rms}, мм/с</th><th>Класс 1</th><th>Класс 2</th><th>Класс 3</th><th>Класс 4</th></tr>
<tr><td>0,28</td><td rowspan="3">A</td><td rowspan="4">A</td><td rowspan="5">A</td><td rowspan="7">A</td></tr>
<tr><td>0,45</td></tr>
<tr><td>0,71</td></tr>
<tr><td>1,12</td><td rowspan="2">B</td></tr>
<tr><td>1,8</td><td rowspan="2">B</td></tr>
<tr><td>2,8</td><td rowspan="2">C</td><td rowspan="2">B</td></tr>
<tr><td>4,5</td><td rowspan="2">C</td><td rowspan="2">B</td></tr>
<tr><td>7,1</td><td rowspan="5">D</td><td rowspan="2">C</td></tr>
<tr><td>11,2</td><td rowspan="4">D</td><td rowspan="2">C</td></tr>
<tr><td>18</td><td rowspan="3">D</td></tr>
<tr><td>28</td><td rowspan="2">D</td></tr>
<tr><td>45</td></tr>
</table>

ГОСТ ИСО 7919-1–2002 (выборочно):

ВВЕДЕНИЕ

Современные машины работают в условиях повышенных скоростей и нагрузок, испытывая при этом жесткое воздействие окружающей среды. Это стало возможным в большой степени за счет более эффективного использования материалов, хотя и сопровождается иногда повышенной чувствительностью машин к ошибкам в их конструкции и неправильной эксплуатации. Для обеспечения более надежной и безопасной работы машин устанавливают более жесткие ограничения их вибрации. ГОСТ ИСО 10816-1–97 устанавливает методы оценки вибрационного состояния машин по измерениям вибрации на невращающихся частях. Однако существует значительное число машин, для которых измерение вибрации только на корпусных элементах, например подшипниках, может оказаться недостаточным для полного представления о вибрационном состоянии машины. Такие машины обычно имеют несколько гибких роторов, вибрация которых может оказаться более чувствительной к изменению состояния машины. У машин, для которых предпочтительным и являются измерения вибрации вала, жесткость и масса корпуса обычно существенно превосходят аналогичные характеристики ротора. Для таких машин, как паровые и газовые турбины и турбокомпрессоры, каждая из которых может иметь несколько мод вибрации в диапазоне рабочих скоростей, измерения на невращающихся частях могут не дать точного представления о вибрационном состоянии машины. В этих случаях для контроля вибрационного состояния может потребоваться проведение измерений либо совместно на вращающихся и невращающихся частях, либо только на вращающихся частях машин.

Метод оценки вибрационного состояния, установленный в настоящем стандарте, дополняет установленный в ГОСТ ИСО 10816-1–97. При совместном применении указанных стандартов окончательное решение принимают в соответствии с критерием, который устанавливает более жесткое ограничение дальнейшей эксплуатации машины. Измерения вибрации валов используют в различных целях, начиная с обычного контроля за состоянием машин при эксплуатации в процессе испытаний при приемке продукции и за-

канчивая диагностированием машин и проведением исследовательских экспериментов. Настоящий стандарт применяют при контроле состояния машин и в процессе их испытаний при приемке.

Количественные критерии оценки вибрации устанавливаются в стандартах на машины конкретных классов.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий стандарт устанавливает общие требования к измерениям вибрации, проводимым непосредственно на вращающихся валах, и методы оценки вибрационного состояния машин с учетом:

– изменений в поведении машины;
– наличия чрезмерных динамических нагрузок;
– контроля радиальных зазоров в подшипниках.

Настоящий стандарт распространяется на измерения как абсолютной, так и относительной вибрации вала и не распространяется на осевую вибрацию и угловые колебания ротора. Стандарт используют при контроле состояния машин в процессе их эксплуатации и при проведении испытаний при приемке продукции как на испытательном стенде, так и на месте эксплуатации. В стандарте приведен метод установления ограничений функционирования машины в зависимости от уровня измеряемой вибрации.

Примечания

1. Критерии оценки для различных классов машин устанавливают в соответствующих стандартах по мере их разработки (например, ГОСТ 27165, ГОСТ ИСО 7919-3, ГОСТ ИСО 7919-4). Методы определения таких критериев приведены в прил. А.

2. В настоящем стандарте применяется термин «вибрация вала», поскольку в большинстве случаев измерения проводят именно на валах машин, что не исключает возможности проведения измерений на других вращающихся частях, если это окажется более предпочтительным. В настоящем стандарте предполагается, что контроль состояния машин проводят по измерениям вибрации, проведенным в условиях нормального режима работы машины.

Настоящий стандарт не распространяется на машины с возвратно-поступательным движением.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ ИСО 7919-3–2002 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Промышленные машинные комплексы»;

ГОСТ ИСО 7919-4–2002 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Газотурбинные агрегаты»;

ГОСТ ИСО 10816-1–97 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Общие требования»;

ГОСТ ИСО 10817-1–2002 «Системы измерений вибрации вращающихся валов. Часть 1. Устройства для снятия сигналов относительной и абсолютной вибрации вращающихся валов»;

ГОСТ 27165–97 «Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений».

3. ИЗМЕРЕНИЯ ВИБРАЦИИ

3.1. Измеряемые величины

3.1.1. Виброперемещение

Предпочтительной величиной, используемой при измерениях вибрации вала, является виброперемещение. Единица измерения – микрометр (1 мкм = 10^{-6} м).

Оценку вибрационного состояния машины получают по результатам измерений как относительного виброперемещения (виброперемещение вала относительно некоего конструктивного элемента машины, например корпуса подшипника), так и абсолютного виброперемещения (виброперемещение вала относительно некоторой инерциальной системы отсчета). При установлении вибрационных критериев необходимо четко указывать, какое виброперемещение имеется в виду: относительное или абсолютное.

При измерении как абсолютного, так и относительного виброперемещений определяют:

$S_{(р–р)}$ – размах виброперемещения в направлении измерений;

S_{max} – максимальное виброперемещение вала относительно среднего положения в плоскости измерений.

Соотношение между данными параметрами показано на рис. В.1 и В.2 (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

Примечание. В настоящее время при применении критериев оценки состояния используют максимальное из двух размахов виброперемещения $S_{(p-p)}$ по измерениям в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Впоследствии, по мере накопления экспериментальных данных, более предпочтительным может оказаться использование параметра $S_{(p-p)max}$, определенного на рис. В.2 (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

3.1.2. Диапазон частот измерений

Измерения относительной и абсолютной вибраций вала следует проводить в широкой полосе частот, полностью охватывающей значимую часть частотного спектра вибрации машины.

3.2. Виды измерений

3.2.1. Измерения относительной вибрации

Измерения относительной вибрации проводят, как правило, с помощью датчиков бесконтактного типа, воспринимающих виброперемещение между валом и элементом конструкции машины, например корпусом подшипника. Требования к датчикам – по ГОСТ ИСО 10817-1.

3.2.2. Измерения абсолютной вибрации

Измерения абсолютной вибрации проводят одним из следующих методов:

а) при помощи контактного датчика-зонда, на который устанавливают датчик инерционного типа (датчик скорости, или акселерометр), непосредственно измеряющий абсолютную вибрацию вала;

б) при помощи бесконтактного датчика, который измеряет относительную вибрацию вала, в сочетании с датчиком инерционного типа (датчиком скорости, или акселерометром), который измеряет вибрацию опоры. Оба датчика должны быть установлены в непосредственной близости друг от друга, чтобы на них воздействовали одни и те же абсолютные колебания в направлении измерений. Сумма сигналов этих датчиков в векторном виде является абсолютной вибрацией вала.

3.3. Проведение измерений

3.3.1. Общие положения

Датчики устанавливают в точках, позволяющих измерять поперечные колебания вала на наиболее важных участках. Рекомендуется при измерениях как относительной, так и абсолютной вибрации устанавливать по два датчика на каждом подшипнике или в непосредственной близости от него. Эти датчики располагают в радиальном направлении, желательно в одной поперечной плоскости, перпендикулярной к оси вала, так, чтобы их оси чувствительности отстояли от радиального направления не более чем на ±5°. Датчики устанавливают под углом 90° ± 5° относительно друг друга на одной половине подшипниковой опоры.

Вместо двух перпендикулярно расположенных датчиков допускается в каждой плоскости измерений использовать один датчик при условии, что это позволит получать достаточно полную информацию о вибрации вала.

Рекомендуется проведение специальных измерений для определения биений вала невибрационной природы, обусловленных неоднородностью материала поверхности вала, локальным остаточным намагничиванием или механическими биениями. Следует иметь в виду, что в случае асимметричного ротора влияние силы тяжести может вызвать появление ложного сигнала биения.

Описания средств измерений и рекомендации по их использованию приведены в прил. С.

3.3.2. Измерения относительной вибрации

Датчики относительной вибрации бесконтактного типа обычно устанавливают в резьбовых отверстиях в корпусах подшипников или рядом с подшипниками при помощи жестких кронштейнов. Собственные частоты кронштейна не должны оказывать влияние на результаты измерений вибрации вала. Если датчик установлен в самом подшипнике, его расположение не должно вызывать изменений в масляном клине подшипника. Поверхность вала в месте установки датчика с учетом температурных расширений должна быть гладкой и свободной от любых отклонений в геометрической форме (вызванных, например, шпоночными канавками, резьбами, каналами для смазки), неоднородностей материала и остаточного

намагничивания, способных привести к искажениям сигнала. Если поверхность вала была гальванизирована или металлизирована, то измерительную систему следует откалибровать специально для данной поверхности. Рекомендуется, чтобы биения электрической и механической природы, измеренные с помощью данного датчика, не превышали большего из следующих значений: 25 % значения виброперемещения, принятого за допустимое, или 6 мкм. Для высокооборотных машин характерна повышенная чистота обработки поверхности вала, поэтому для машин с рабочей скоростью более 10000 мин$^{-1}$ вместо 6 мкм следует брать значение $600/\sqrt{n}$ мкм, где n – скорость вращения ротора, мин$^{-1}$. Если измерения проводят на машине, находящейся в эксплуатации, для которой измерения вибрации вала запланированы не были, вопрос допустимости тех или иных биений должен быть рассмотрен особо.

3.3.3. Измерения абсолютной вибрации с использованием датчиков инерционного и бесконтактного типов

При использовании сочетания датчиков инерционного и бесконтактного типов абсолютную вибрацию получают векторным сложением сигналов этих датчиков. Требования к бесконтактным датчикам и к их креплению аналогичны указанным в 3.3.2. Датчик инерционного типа жестко закрепляют на конструкции машины (например, на корпусе подшипника) как можно ближе к датчику бесконтактного типа для того, чтобы оба датчика воспринимали одну и ту же абсолютную вибрацию в направлении измерений со стороны опоры. Оси чувствительности бесконтактного и инерционного датчиков должны быть параллельны, чтобы в процессе векторного сложения сигналов этих датчиков не было дополнительных погрешностей при измерении абсолютной вибрации.

3.3.4. Измерения абсолютной вибрации с использованием датчиков инерционного типа и контактных датчиков-зондов

Датчики инерционного типа (датчики скорости или акселерометры) должны быть установлены на датчиках-зондах в радиальном направлении. Следует исключить возможное дребезжание или заедание зонда, что может повлиять на снимаемый сигнал датчика. Установку зондов проводят согласно требованиям 3.3.1. Поверхность вала в месте контакта с зондом с учетом тепловых расширений

должна быть гладкой и свободной от любых отклонений в геометрической форме, таких как шпоночные канавки или резьбы. Рекомендуется, чтобы механические биения вала не превышали большего из следующих значений: 25 % значения виброперемещения, принятого за допустимое, или 6 мкм. Для рабочих скоростей более 10000 мин$^{-1}$ вместо 6 мкм следует брать $600/\sqrt{n}$ мкм, где n – скорость вращения ротора, мин$^{-1}$.

Метод измерения вибрации с помощью зонда может иметь ограничения, связанные со скоростью движения поверхности вала или другими обстоятельствами, например формированием под зондом гидродинамической масляной пленки, которая может внести искажения в снимаемый сигнал. Данные ограничения должны быть указаны в сопроводительной документации на датчики.

3.4. Режимы работы машины

Измерения вибрации вала следует проводить в заданном режиме работы машины после того, как температурные и другие эксплуатационные характеристики достигнут указанных значений. В случае проведения дополнительных измерений для других условий работы машины, например при медленном проворачивании ротора, прогреве или на критических скоростях вращения, оценка результатов таких измерений может потребовать использования методов, не указанных в настоящем стандарте.

3.5. Фундамент и конструкция машины

Тип фундамента и конструктивные особенности машины (например, наличие подсоединенных труб) могут оказать существенное влияние на ее вибрацию. Сравнение вибрации машин одного вида будет корректным только в случае, если динамические характеристики фундамента и конструкции этих машин одинаковы.

3.6. Наведенная вибрация и проверка измерительной системы

Перед началом измерений вибрации в рабочем режиме машины следует с помощью тех же средств измерений и в том же месте провести измерения вибрации для неработающей машины. Если значение параметра вибрации для неработающей машины будет превышать треть значения, полученного для машины, работающей в заданном режиме, необходимо принять меры по исключению влияния наведенной вибрации.

4. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Выбор средств измерений следует осуществлять с учетом:

– возможности их работы в условиях повышенных температуры и влажности;
– наличия коррозионной среды;
– скорости движения поверхности вала;
– материала, из которого изготовлен вал, и качества его поверхности;
– рабочей среды (вода, масло, воздух или пар), контактирующей с датчиком;
– возможных воздействий вибрации и удара (по трем основным осям), акустического шума, магнитных полей;
– наличия металлических масс вблизи наконечника датчика;
– флуктуации напряжения питания.

Желательно, чтобы измерительная система имела встроенное устройство калибровки считывающего устройства и изолированные выходы, позволяющие при необходимости проводить дальнейший анализ полученных данных.

5. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ

5.1. Оценку вибрационного состояния машины получают по результатам измерений абсолютной или относительной вибрации вала.

5.2. В случае когда в качестве критерия оценки выбирают изменение вибрации вала, то:

а) если вибрация поверхности, на которой установлен датчик относительного виброперемещения, менее 20 % относительной вибрации вала, в качестве измеряемой величины может быть принято как относительное, так и абсолютное виброперемещение;

б) если вибрация поверхности, на которой установлен датчик относительного виброперемещения, не менее 20 % относительной вибрации вала, измеряют абсолютное виброперемещение вала, и, если оно окажется больше относительного виброперемещения, принимают его в качестве измеряемой величины.

5.3. В случае когда в качестве критерия оценки выбирают динамическую нагрузку на подшипники, то в качестве измеряемой величины принимают относительное виброперемещение вала.

5.4. В случае когда в качестве критерия оценки выбирают зазор между статором и ротором, то:

а) если вибрация поверхности, на которой установлен датчик относительного виброперемещения, менее 20 % относительной вибрации вала, в качестве меры изменения зазора принимают относительное виброперемещение;

б) если вибрация поверхности, на которой установлен датчик относительного виброперемещения, не менее 20 % относительной вибрации вала, но ее можно рассматривать как полную вибрацию статора, в качестве меры изменения также принимают относительное перемещение. В противном случае необходимо использовать другие методы установки датчика вибрации.

5.5. Классификация вибрации вала зависит от размеров и массы вибрирующего тела, характеристик опоры машины, ее выходной мощности и назначения. Таким образом, при определении различных диапазонов для классификации вибрации вала машин данного класса необходимо принимать во внимание назначение машины и условия ее эксплуатации.

5.6. Методы определения критериев оценки вибрационного состояния по измерениям вибрации вала для машин различных классов приведены в прил. А. Данные критерии относятся только к вибрации, создаваемой самой машиной, а не передаваемой на нее извне. Они могут быть дополнены критериями оценки по измерениям вибрации на невращающихся частях по ГОСТ ИСО 10816-1. При совместном применении критериев обоих видов оценку вибрационного состояния машины получают в соответствии с критерием, который устанавливает более жесткое ограничение эксплуатации машины. Критерии для машин конкретных классов должны быть установлены в соответствующих стандартах.

5.7. Методы оценки вибрационного состояния, определяемые в настоящем стандарте, основаны на измерении вибрации в широкой полосе частот без анализа отдельных частотных составляющих и фазовых соотношений. В большинстве случаев такой подход оказывается достаточным для испытаний при приемке продукции и контроля состояния. Однако в некоторых случаях при оценке вибрации машин определенных классов желательно представление

информации в векторном виде. Данные об изменении векторных составляющих вибрации используют для обнаружения и определения причин изменений динамического состояния машин, которые могут быть не обнаружены на основе измерений только широкополосной вибрации (см. прил. D, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*). Использование изменения векторных составляющих в качестве критерия оценки вибрационного состояния в настоящем стандарте не рассматривается.

5.8. Вибрация некоторых машин может оказаться чувствительной к изменениям установившегося режима работы. В ряде случаев этим можно пренебречь, но может оказаться, что вибрация конкретной машины будет оценена как удовлетворительная при измерениях в одном установившемся режиме и как неудовлетворительная при измерениях в другом режиме. Рекомендуется, чтобы вопросы, связанные с чувствительностью вибрации машины к режиму ее работы, были согласованы между изготовителем и потребителем с указанием (при необходимости) объема дополнительных испытаний или теоретических исследований.

Приложение А
(обязательное)

Методы определения критериев оценки состояния машин различных классов

А.1. Общие положения

Критерии оценки вибрационного состояния зависят от широкого ряда факторов, поэтому эти критерии существенно различаются для машин различных классов, а в ряде случаев и для различных роторов одного валопровода. Необходимо, чтобы для машин конкретного класса были установлены критерии, соответствующие этому классу, а также чтобы критерии, определенные для машин одного класса, не применялись к машинам другого класса (например критерии оценки для высокоскоростных компрессоров, работающих на нефтехимическом предприятии, будут отличаться от установленных для крупных турбогенераторов).

В настоящем приложении даны основы определения критериев оценки вибрационного состояния машин по измерениям разма-

ха виброперемещения (см. прил. В, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*). Конкретные числовые значения измеряемых параметров должны быть приведены в соответствующих стандартах на машины разных классов.

А.2. Факторы, влияющие на критерии оценки

При определении критериев оценки по измерениям вибрации вала необходимо учитывать следующие факторы:

а) цель проведения измерений (например, требования, определяющие сохранение достаточного зазора в подшипнике, отличаются от тех, которые используют при контроле динамических нагрузок на подшипник);
б) вид измеряемой величины – абсолютное или относительное виброперемещение;
в) измеряемые параметры (см. прил. В, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*);
г) положение точек измерений;
д) скорость вращения вала;
е) тип подшипника, его диаметр и величину зазора;
ж) назначение, выходную мощность и размеры машины;
з) относительную податливость подшипников, их опор и фундамента;
и) массу и степень жесткости ротора.

А.3. Критерии оценки состояния

При оценке вибрации валов машин используют два критерия. По одному рассматривают абсолютные значения наблюдаемой широкополосной вибрации вала; по второму – любые изменения этого абсолютного значения.

А.3.1. Критерий 1. Абсолютные значения вибрации при работе машины с номинальной скоростью в установившемся режиме работы

Данный критерий связан с определением границ для абсолютного значения вибрации вала, установленных из условия допустимых динамических нагрузок на подшипники, допустимых значений радиального зазора в подшипнике и допустимой вибрации, передаваемой на опоры и фундамент. Максимальное значение вибрации вала, измеренное для каждого подшипника, сравнивают с границами четырех зон, установленных на основе международного опыта проведения исследований.

На рис. А.1 показана зависимость допустимого виброперемещения вала от рабочей скорости машины. Как правило, значение допустимой

вибрации с увеличением скорости уменьшается, но конкретные допустимые значения виброперемещения и скорость их изменения в зависимости от скорости вращения будут разными для машин разных классов.

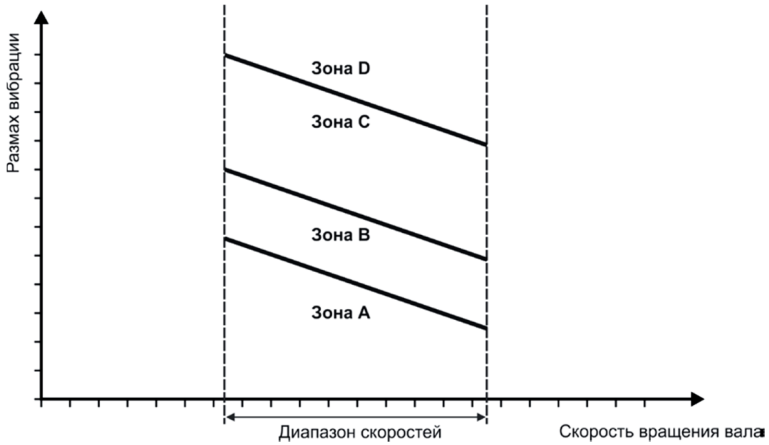


Рис. А.1. Общий вид критериев оценки состояния

Примечание. Действительные значения вибрации на границах зон состояний и диапазон изменения скоростей вращения будут различными для машин различных классов.

А.3.1.1. Зоны состояния

Для качественной оценки вибрации машины и принятия решений о необходимых действиях в конкретной ситуации установлены следующие зоны состояния:

зона *A* – в эту зону попадает, как правило, вибрация новых машин, вводимых в эксплуатацию;

зона *B* – машины, вибрация которых попадает в эту зону, обычно считают пригодными для эксплуатации без ограничения сроков;

зона *C* – машины, вибрация которых попадает в эту зону, обычно считают непригодными для длительной непрерывной эксплуатации. Такие машины могут функционировать ограниченный период времени до начала ремонтных работ;

зона *D* – уровни вибрации в данной зоне обычно могут вызывать серьезные повреждения машин.

А.3.1.2. Границы зон состояния

Численные значения границ зон состояния не предназначены для использования в качестве условий испытаний при приемке продукции. Такие условия должны быть установлены по соглашению между изготовителем и потребителем. Однако использование информации об установленных границах зон позволяет избежать ненужных затрат и предъявления завышенных требований. В некоторых случаях специфические особенности конкретной машины допускают установление иных границ (более низких или более высоких). В таких случаях изготовитель, как правило, должен объяснить причину изменения граничных значений и, в частности, подтвердить, что машина не будет подвергаться опасности при эксплуатации с более высокими уровнями вибрации.

А.3.2. Критерий 2. Изменения значений вибрации

Данный критерий основан на сравнении измеренного значения широкополосной вибрации в установившемся режиме работы машины с предварительно установленным значением (базовой линией). Значительное изменение значения широкополосной вибрации в сторону увеличения или уменьшения может потребовать принятия определенных мер даже в случае, когда граница зоны *C* по критерию 1 еще не достигнута. Такие изменения могут быть быстрыми или постепенно нарастающими во времени и указывают на повреждения машины в начальной стадии или на другие неполадки.

Измерения вибрации следует проводить при одном и том же положении и ориентации датчиков вибрации в одном и том же режиме работы машины. При обнаружении значительных изменений вибрации необходимо исследовать возможные причины таких изменений, для того чтобы предотвратить возникновение опасных ситуаций.

Следует иметь в виду, что в некоторых случаях существенные изменения в работе машины могут быть обнаружены только при контроле отдельных частотных составляющих вибрации (см. 5.7).

А.3.3. Ограничения функционирования

При долговременной эксплуатации машин обычно устанавливают ограничения функционирования, связанные с вибрацией. Эти ограничения имеют следующие формы:

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ – для указания, что вибрация или изменения вибрации достигли определенного уровня, когда может потребоваться проведение восстановительных мероприятий. Как правило, при дости-

жении уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ машину можно эксплуатировать в течение периода времени, пока проводят исследования причин изменения вибрации и определяют комплекс необходимых мероприятий.

ОСТАНОВ – для определения значения вибрации, при превышении которого дальнейшая эксплуатация машины может привести к ее повреждениям. При достижении уровня ОСТАНОВ следует принять немедленные меры по снижению вибрации или остановить машину. Вследствие разницы в динамических нагрузках и жесткостях опор для различных положений и ориентации датчиков вибрации допускается устанавливать разные уровни ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ и ОСТАНОВ.

А.3.3.1. Установка уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Для различных машин уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ может существенно изменяться: возрастать или уменьшаться. Обычно этот уровень устанавливают относительно некоторого базового значения (базовой линии), определяемого для конкретной машины и определенных положения и направления измерений по опыту эксплуатации этой машины. Рекомендуется устанавливать уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ выше базовой линии на значение, равное некоторой доле (например, 25 %) значения верхней границы зоны *B*. Если базовое значение мало, уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ может находиться ниже зоны *C*. Если базовое значение не определено, например для новых машин, начальную установку уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ следует проводить либо исходя из опыта эксплуатации аналогичных машин, либо относительно согласованного приемлемого значения. Спустя некоторое время по наблюдениям за вибрацией машины следует установить постоянную базовую линию и соответствующим образом скорректировать уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ. Изменение базового значения (например, вследствие капитального ремонта машины) может потребовать соответствующего изменения уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ. Для разных подшипников машины могут быть установлены разные уровни ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ. Это определяется различиями в динамических нагрузках на подшипники и различиями в их жесткости.

А.3.3.2. Установка уровня ОСТАНОВ

Уровень ОСТАНОВ обычно связывают с необходимостью сохранения механической целостности машины; он может зависеть от различных конструктивных особенностей машины, применяемых для того, чтобы машина могла противостоять воздействию аномальных дина-

мических сил. Таким образом, уровень ОСТАНОВ, как правило, будет одним и тем же для машин аналогичных конструкций и не будет связан с базовой линией. Вследствие многообразия машин различных конструкций не представляется возможным дать четкое руководство по точному установлению уровня ОСТАНОВ. Обычно уровень ОСТАНОВ устанавливают в пределах зон *C* или *D*.

Приложение С
(рекомендуемое)

Средства измерений, используемые при измерениях относительной и абсолютной вибраций вала

С.1. Общие положения

При измерениях поперечной вибрации вала обычно используют три вида измерительных систем, каждый из которых обеспечивает измерения в одном или в двух направлениях. В измерительную систему одного вида входят бесконтактные датчики, измеряющие относительные перемещения между валом и подшипником; в измерительную систему другого вида – сочетание зондов с датчиками инерционного типа для измерения абсолютного перемещения вала; измерительные системы третьего вида обеспечивают измерение абсолютного перемещения вала сложением выходных сигналов с датчиков бесконтактного и инерционного типа, установленных на конструкции машины (например, на корпусе подшипника).

Примечание. В примерах, приведенных в С.2–С.4, рассмотрено применение двух датчиков, расположенных в одной плоскости, перпендикулярной к оси вала, под углом 90° друг к другу. Однако в ряде случаев бывает достаточным проводить измерения в одном направлении (см. 3.3).

С.2. Система измерений относительного движения (датчики бесконтактного типа)

Измерительная система, используемая при измерениях движения вала относительно элементов конструкции машины (например, корпуса подшипника), приведена на рис. С.1. Система состоит из бесконтактного датчика, устройства согласования и считывающего устройства.

Во время первой установки датчика желательно провести на месте калибровку его выходного сигнала в зависимости от разных значений зазора. Следует отметить, что для разных режимов работы машины

среднее значение зазора может изменяться. Поэтому необходимо убедиться, что в любом режиме датчик работает в пределах линейного диапазона измерений.

При измерениях с помощью бесконтактного датчика следует убедиться, что его выходной сигнал зависит только от вибрации вала и что на точность измерений не влияет наличие находящихся поблизости проводящих материалов или магнитных полей. Рекомендуется, чтобы измерительная система обеспечивала возможность измерений как переменных значений перемещений во всем заданном диапазоне частот, так и среднего положения вала относительно опорной конструкции. Это позволяет выбрать нужное среднее значение зазора и оценить биения вала на низких скоростях, когда поведение слоя смазки стабильно, а центробежные эффекты незначительны.

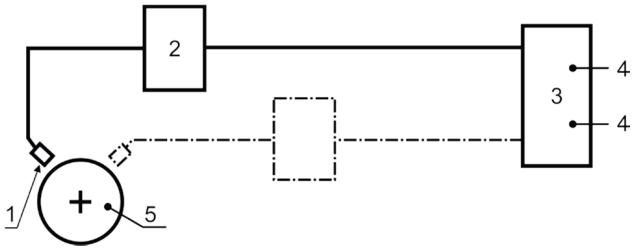


Рис. С.1. Схематическое изображение системы измерений относительного движения с использованием датчиков бесконтактного типа: *1* – датчик бесконтактного типа; *2* – устройство согласования; *3* – считывающее устройство; *4* – дополнительные выходы для систем анализа и контроля; *5* – вал

Измерение относительных перемещений допускается проводить и с помощью других систем, например с помощью датчиков-зондов.

Примечание. При интерпретации результатов измерений биений следует иметь в виду, что на них могли оказать влияние, например, временный прогиб ротора, неустойчивое движение шейки вала в зазоре подшипника, осевые перемещения вала и др.

С.3. Система измерений абсолютного движения (датчики-зонды в сочетании с датчиками инерционного типа)

Измерительная система, используемая для измерений абсолютного движения вала, приведена на рис. С.2. Система состоит из инерци-

онного датчика (датчик скорости, или акселерометр), установленного на датчик-зонд, опорной системы датчика-зонда, обеспечивающей возможность наконечнику зонда точно следовать за движением вала, и считывающего устройства.

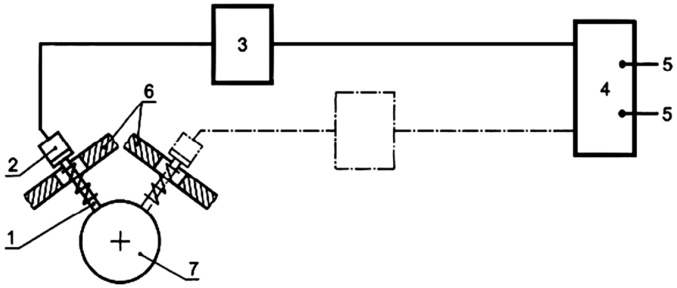


Рис. С.2. Схема системы измерений абсолютного движения с использованием датчиков-зондов и датчиков инерционного типа: *1* – датчик-зонд; *2* – датчик инерционного типа; *3* – устройство согласовывания; *4* – считывающее устройство; *5* – дополнительные выходы для систем анализа и контроля; *6* – элементы конструкции машины; *7* – вал

Примечание. При помощи данной системы нельзя проводить измерения среднего положения вала относительно конструкции машины.

Механизм зонда должен точно передавать колебания вала на инерционный датчик, не допускать дребезжания зонда, а его собственные частоты не должны искажать результаты измерений вибрации вала в заданном диапазоне частот.

Выходной сигнал датчика инерционного типа должен проходить через устройство согласования, которое обеспечивает точное измерение переменного значения перемещения вала.

С.4. Система для измерения абсолютного движения (сочетание датчиков бесконтактного и инерционного типов)

Измерительная система, используемая для измерений абсолютного движения вала (которую можно, кроме того, применять для измерения абсолютного движения корпуса подшипника и относительного движения вала), приведена на рис. С.3.

Система состоит из бесконтактного датчика относительного перемещения, инерционного датчика (датчика скорости или акселерометра), устройства согласования и считывающего устройства.

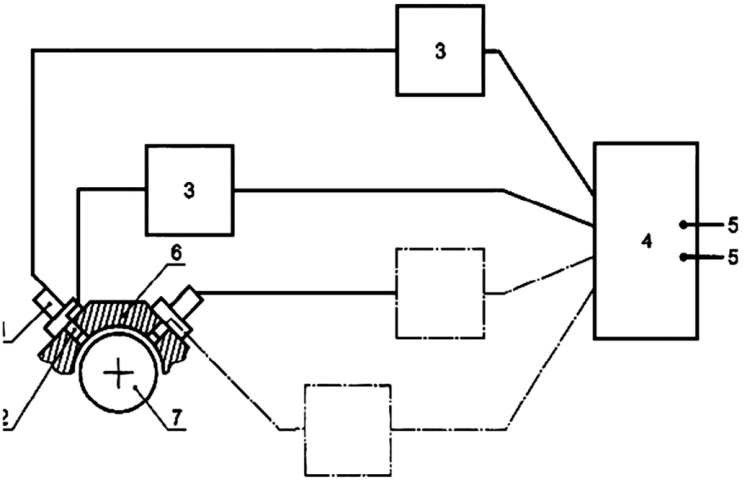


Рис. С.3. Схема системы измерений абсолютного движения
с использованием датчиков бесконтактного и инерционного типов:
1 – датчик инерционного типа; *2* – датчик бесконтактного типа;
3 – устройство согласования; *4* – считывающее устройство;
5 – дополнительные выходы для систем анализа и контроля;
6 – элементы конструкции машины; *7* – вал

Оба датчика должны быть установлены на общей жесткой опоре рядом друг с другом, чтобы обеспечить воздействие на них одной и той же вибрации элементов опорной конструкции машины, и таким образом, чтобы их оси чувствительности были параллельны между собой.

Часть системы, включающая датчики бесконтактного типа, аналогична указанной в С.2 и обеспечивает выходной сигнал, пропорциональный относительному перемещению вала, а также возможность установления необходимого зазора. Выходной сигнал является результатом сложения двух движений: движения вала и движения элемента конструкции, на который установлен бесконтактный датчик. Выходной сигнал инерционного датчика, пропорциональный движению элемента конструкции, на который он установлен вместе с бесконтактным датчиком, подвергают соответствующей обработке для получения сигнала перемещения. После этого сигнал суммируют в векторной форме с сигналом бесконтактного датчика, обеспечивая точное измерение абсолютного движения вала. Следует отметить, что каждый элемент измерительной системы может искажать амплитудные и фазовые соотно-

шения исходных сигналов, поэтому перед векторным сложением сигналов они должны быть соответствующим образом скорректированы. При помощи датчика инерционного типа можно также измерять абсолютную вибрацию невращающегося элемента конструкции (например, корпуса подшипника). Данная измерительная система должна обеспечивать считывание среднего значения положения вала относительно опорной конструкции и переменных значений абсолютного перемещения вала, которое является суммой абсолютного движения опорной конструкции и относительного движения вала.

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Оформить табл. 2.1–2.4.

Таблица 2.1

Зоны вибрационного состояния

Зона	Характеристика
A	
B	
C	
D	

Таблица 2.2

Характеристики класса машин

Класс	Характеристика
1	
2	
3	
4	

Таблица 2.3

Допустимый уровень вибрации для машин разных классов (зоны *A* и *B*)

Среднеквадратическая виброскорость, мм/с	Уровень вибрации для машин различных классов			
	1	2	3	4
0,28				
0,45				
0,71				
1,12				
1,8				
2,8				
7,1				
28				
45				

Таблица 2.4

Характеристика видов измерений вращающихся валов

Вид измерений	Диапазон частот	Средства измерений	Место установки датчика	Режимы работы машины
Измерение относительной вибрации				
Измерение абсолютной вибрации				

Практическое задание 3
Средства измерений вибрации вала

Цель – получить практические навыки применения средств измерения вибрации вала.

Нормативные документы: ГОСТ ИСО 7919-1–2002 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, составить схемы применения средств измерения вибрации вала.

Теоретическая часть

Смотри практическое задание 2.

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Составить схему «Система измерения относительного движения с использованием датчика бесконтактного типа».
3. Составить схему «Система измерения абсолютного движения с использованием датчиков-зондов и датчиков инерционного типа».
4. Составить схему «Система измерения абсолютного движения с использованием датчиков бесконтактного и инерционного типов».

Практическое задание 4
Вибрация насосов

Цель – получить практические навыки определения границ зон вибрационного состояния центробежных насосов.

Нормативные документы: ГОСТ 10816-3–2002 «Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 3».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, определить границы зон вибрационного состояния центробежных насосов.

Теоретическая часть

ГОСТ 10816-3–2002 (выборочно):

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий стандарт представляет собой руководство по оценке степени виброактивности машин на месте их эксплуатации посредством измерения вибрации на корпусах или опорах подшипников.

Для оценки вибрационного состояния предусмотрены два критерия. По одному из них сравнивают абсолютные значения вибрации, по другому – изменения этих значений. Однако указанные критерии не являются единственной основой для оценки вибрационного состояния. Для машин некоторых видов в этих целях широко используются также измерения вибрации на вращающихся частях. Требования к измерениям вибрации вала, а также соответствующие критерии изложены в ГОСТ ИСО 7919-1–2002 и ГОСТ ИСО 7919-3–2002.

Методы оценки, установленные в настоящем стандарте, основаны на измерениях вибрации только в широкой полосе частот. Контроль вибрационного состояния машин можно проводить и другими методами, например, измеряя вибрацию в узких полосах частот и используя спектральный анализ, которые не рассматриваются в настоящем стандарте.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий стандарт распространяется на машины с приводом, например, от паровых турбин или электродвигателей, мощ-

ностью более 15 кВт и номинальной скоростью вращения от 120 до 15000 мин$^{-1}$.

К таким машинам относятся:

– компрессоры с вращательным движением;
– промышленные газовые турбины мощностью до 3 МВт;
– насосы, за исключением поршневых;
– генераторы, за исключением случаев их использования на электростанциях или насосных станциях;
– электрические моторы;
– вентиляторы или воздуходувки.

Примечание. Рекомендации настоящего стандарта распространяются на вентиляторы, удовлетворяющие, по крайней мере, одному из следующих условий:

– номинальная мощность более 300 кВт;
– опора вентилятора и конструкция самого вентилятора или его рамы имеют достаточную жесткость (см. 4.2).

Настоящий стандарт не распространяется:

– на стационарные паротурбинные агрегаты мощностью более 0,5 МВт и скоростью вращения 1500, 1800, 3000 или 3600 мин$^{-1}$ (ГОСТ 25364);
– газотурбинные установки мощностью свыше 3 МВт (ГОСТ ИСО 10816-4);
– машинные агрегаты на гидроэлектрических и насосных станциях;
– машины возвратно-поступательного действия;
– установки на основе авиационных турбин;
– поршневые компрессоры;
– погружные электронасосы;
– воздушные турбины.

Настоящий стандарт распространяется на машины, в состав которых могут входить зубчатые передачи и подшипники качения, но он не предназначен для диагностирования этих узлов.

Критерии настоящего стандарта установлены для измерений вибрации на месте эксплуатации на корпусе машины, корпусе или опоре подшипника в установившемся режиме работы в диапазоне номинальных скоростей вращения. Критерии могут быть использо-

ваны в процессе испытаний при приемке продукции, а также при контроле состояния машин (непрерывном или периодическом) в процессе эксплуатации.

Критерии настоящего стандарта относятся только к вибрации, создаваемой самой машиной, а не передаваемой на нее извне.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ ИСО 2954–97 «Вибрация машин с возвратно-поступательным и вращательным движением. Требования к средствам измерений»;

ГОСТ ИСО 5348–2002 «Вибрация и удар. Механическое крепление акселерометров»;

ГОСТ ИСО 7919-1–2002 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Общие требования»;

ГОСТ ИСО 7919-3–2002 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Промышленные машинные комплексы»;

ГОСТ ИСО 10816-1–97 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Общие требования»;

ГОСТ ИСО 10816-4–2002 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 4. Газотурбинные установки»;

ГОСТ 25364–97 «Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений».

3. ИЗМЕРЕНИЯ ВИБРАЦИИ

Измерения вибрации – по ГОСТ ИСО 10816-1 с учетом требований 3.1–3.4.

3.1. Средства измерений

Измерительная аппаратура должна обеспечивать проведение измерений в широкой полосе частот среднеквадратических значений параметров вибрации (виброскорости или виброперемещения –

в зависимости от используемого критерия согласно ГОСТ ИСО 10816-1) и иметь линейную характеристику в диапазоне от 10 до 1000 Гц согласно требованиям ГОСТ ИСО 2954. Однако для машин, скорость которых менее 600 мин$^{-1}$, нижняя граница диапазона частот измерений не должна превышать 2 Гц.

Примечание. Если измерительное оборудование предназначено также для использования в целях диагностики, верхняя граница диапазона частот измерений может быть более 1000 Гц.

Дополнительная погрешность не должна превышать значений, указанных в ГОСТ ИСО 2954. В качестве влияющих факторов следует рассматривать:

– колебания температуры;
– магнитные поля;
– звуковые поля;
– колебания напряжения питания;
– длину преобразовательного кабеля;
– ориентацию датчика.

Особое внимание следует уделять правильной установке датчика и исключению влияния его крепления на точность измерений. Требования к креплению датчика вибрации – по ГОСТ ИСО 5348.

3.2. Точки измерений

Измерения проводят на выступающих частях машин, доступ к которым свободен. Следует убедиться, что результаты измерений соответствуют истинной вибрации подшипника и не искажены влиянием локальных резонансов. Точки и направления измерений следует выбирать таким образом, чтобы измеряемая вибрация несла в себе достаточную информацию о динамических силах, действующих в машине.

Измерения необходимо проводить в двух ортогональных радиальных направлениях на крышке или опоре каждого подшипника, как показано на рис. 1 и 2. Направление измерений вибрации подшипника допускается выбирать произвольно, но обычно для горизонтально установленной машины предпочтительны горизонтальное и вертикальное направления. Для машины, установленной вертикально или под углом, в качестве одного из направлений следует

использовать то, для которого характерна максимальная вибрация. В некоторых случаях целесообразно измерять также вибрацию в осевом направлении (5.1.3). В протоколе измерений следует указывать местоположения датчиков и направления измерений вибрации.

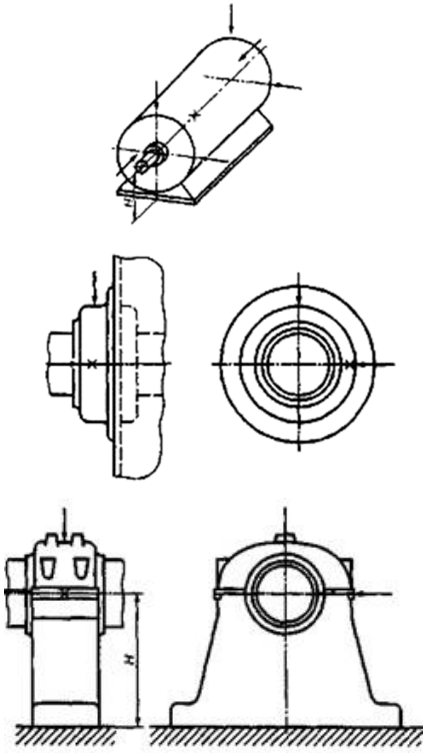


Рис. 1. Расположение точек измерений

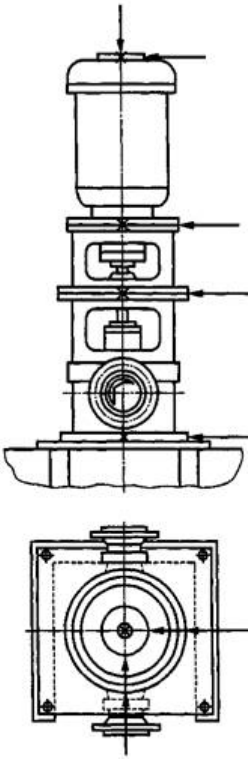


Рис. 2. Точки измерений для вертикально установленной машины

Допускается проводить измерения не в двух, а только в одном направлении с использованием одного датчика при условии, что это позволит получать достаточно полную информацию о вибрации подшипника. Однако следует учитывать, что выбранная ориентация единственного датчика может не обеспечивать получение максимального значения вибрации данного подшипника.

3.3. Непрерывный и периодический контроль

При эксплуатации машин, повреждения которых могут вызвать тяжелые последствия, используют встроенное оборудование для непрерывного контроля уровня вибрации в ключевых точках. Но для многих машин небольшого размера и малой мощности проведение непрерывного контроля будет излишним. Изменения дисбаланса, характеристик подшипника, несоосность и другие дефекты с достаточной степенью надежности могут быть обнаружены при периодическом контроле с помощью постоянно установленной или переносной аппаратуры. Для отслеживания изменений в состоянии и извещении о неисправности могут быть использованы автоматизированные системы.

3.4. Режимы работы

Измерения проводят в нормальном режиме работы, определяемом, например, частотой вращения, напряжением питания, скоростью потока, давлением и нагрузкой после достижения ротором и подшипниками машины рабочей температуры.

В случае работы на переменных скоростях или с разными нагрузками измерения проводят для всех режимов, при которых машина работает продолжительное время. Для оценки степени виброактивности машины берут максимальное значение вибрации по всем режимам, в которых проводились измерения.

Если измеренная вибрация превышает допустимую, но при этом возможно, что большой вклад в вибрацию вносят внешние источники, измерения следует проводить на неработающей машине, чтобы оценить степень влияния сторонних источников. Если вибрация неработающей машины превышает 25 % вибрации машины в процессе ее работы, следует осуществить коррекцию результатов измерений для уменьшения влияния наведенной вибрации.

Примечание. В некоторых случаях влияние вибрации внешних источников можно исключить с помощью спектрального анализа или отключением внешних источников.

4. КЛАССИФИКАЦИЯ МАШИН

Оценку вибрационного состояния проводят в зависимости от следующих факторов:

– вида машины;

– номинальной мощности или высоты оси вращения вала;

– жесткости опорной системы.

4.1. Классификация по виду машины, номинальной мощности или высоте оси вращения вала

Установлены четыре группы машин в зависимости от конструкции машин, типов подшипников и опорных конструкций. Валы машин могут быть расположены горизонтально, вертикально или наклонно, а опоры могут иметь разную степень жесткости.

Группа 1 – машины номинальной мощностью более 300 кВт; электрические машины с высотой оси вращения вала выше 315 мм. Как правило, такие машины оснащены подшипниками скольжения. Диапазон их рабочих скоростей достаточно широк – от 120 до 15000 мин$^{-1}$.

Группа 2 – машины номинальной мощностью от 15 до 300 кВт; электрические машины с высотой оси вращения вала от 160 до 315 мм. Как правило, такие машины оснащены подшипниками качения; рабочая скорость – более 600 мин$^{-1}$.

Группа 3 – насосы центробежного типа, со смешанными или осевыми потоками с раздельным приводом и номинальной мощностью более 15 кВт.

Такие машины могут быть оснащены как подшипниками качения, так и подшипниками скольжения.

Группа 4 – насосы центробежного типа, со смешанными или осевыми потоками со встроенным приводом и номинальной мощностью более 15 кВт.

Такие машины могут быть оснащены как подшипниками качения, так и подшипниками скольжения.

Примечания

1. Высота оси вращения вала H – расстояние, измеренное между осью вращения вала и плоскостью основания машины, готовой к поставке (рис. 1).

2. Для машины без опоры или с поднятой опорой или для вертикально установленной машины высоту оси вращения вала определяют так, как если бы машина тех же размеров была установлена горизонтально на обычных опорах. Если такое определение размеров невозможно, за значение высоты оси вращения вала берут половину диаметра машины.

4.2. Классификация по жесткости опоры

Опоры машин по их жесткости в направлении измерения вибрации разделяют:

– на жесткие опоры;

– податливые опоры.

Такое разграничение вытекает из соотношения между жесткостью машины и фундамента. Если первая собственная частота системы «опора – машина» в направлении измерений превышает основную частоту возбуждения (в большинстве случаев – частоту вращения ротора) по крайней мере на 25 %, такую опору считают жесткой в данном направлении. Все остальные опоры считают податливыми.

Машинами с жесткими опорами обычно являются крупно- и среднегабаритные электромоторы, как правило, с низкой частотой вращения. Машинами с податливыми опорами обычно являются турбогенераторы или компрессоры мощностью более 10 МВт, а также вертикально установленные машины.

В ряде случаев опора будет жесткой в одном направлении и податливой в другом. Например, первая собственная частота в вертикальном направлении может быть существенно выше основной частоты возбуждения, в то время как собственная частота в горизонтальном направлении может быть значительно меньше. Такую конструкцию считают жесткой в вертикальном направлении и податливой в горизонтальном. При этом вибрационное состояние такой машины следует оценивать согласно классификации применительно к заданному направлению измерений.

Если характеристики системы «опора – машина» не могут быть определены расчетным методом, это можно сделать экспериментальным путем.

5. ОЦЕНКА ВИБРАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ

В ГОСТ ИСО 10816-1 установлены два общих критерия оценки вибрационного состояния машин различных классов. По одному критерию сравнивают абсолютные значения параметра вибрации в широкой полосе частот, по другому – изменения этого параметра.

5.1. Критерий 1. Абсолютные значения вибрации

Данный критерий связан с определением границ для абсолютного значения параметра вибрации, установленных из условия допустимых динамических нагрузок на подшипники и допустимой вибрации, передаваемой вовне на опоры и фундамент. Максимальное значение параметра, измеренное на каждом подшипнике или опоре, сравнивают с границами зон для данного направления измерений. Эти зоны установлены исходя из международного опыта проведения исследований.

5.1.1. Зоны вибрационного состояния

Для качественной оценки вибрации машины и принятия решений о необходимых действиях в конкретной ситуации установлены следующие зоны состояния.

Зона *A* – в эту зону попадает, как правило, вибрация новых машин, вводимых в эксплуатацию.

Зона *B* – машины, вибрация которых попадает в эту зону, обычно считают пригодными для эксплуатации без ограничения сроков.

Зона *C* – машины, вибрация которых попадает в эту зону, обычно считают непригодными для длительной непрерывной эксплуатации. Такие машины могут функционировать ограниченный период времени до начала ремонтных работ.

Зона *D* – уровни вибрации в данной зоне обычно могут вызывать серьезные повреждения машин.

Численные значения границ зон не предназначены для их использования в качестве условий испытаний при приемке продукции. Такие условия должны быть установлены по соглашению между изготовителем и потребителем машины. Однако использование информации об установленных границах зон позволяет избежать ненужных затрат на снижение виброактивности машины и предъявления чрезмерно завышенных требований. В некоторых случаях специфические особенности конкретной машины допускают уста-

новление иных границ (более низких или более высоких). В таких случаях, как правило, изготовитель машины должен объяснить причину изменения граничных значений и, в частности, подтвердить, что машина не будет подвергаться опасности при эксплуатации с более высокими уровнями вибрации.

5.1.2. Границы зон вибрационного состояния

Значения границ зон вибрационного состояния, приведенные в табл. А.1–А.4, относятся к максимальным значениям виброскорости и виброперемещения в широкой полосе частот, которые измерены с помощью датчиков, установленных в двух ортогональных радиальных направлениях. Таким образом, при пользовании таблицами следует брать максимальное из измеренных значений по каждой паре датчиков в каждой плоскости измерений. Зону, которой соответствует вибрационное состояние конкретной машины, определяют сравнением максимальных измеренных значений виброскорости и виброперемещения с соответствующими значениями табл. А.1–А.4.

5.1.3. Вибрация в осевом направлении

Процесс непрерывного контроля может не включать в себя измерения вибрации в осевом направлении. В этих случаях осевую вибрацию измеряют во время периодических осмотров и при проведении диагностических процедур. Для повышения достоверности оценки вибрационного состояния машины целесообразно использовать данные измерений осевой вибрации на одном, нескольких или на всех подшипниках в зависимости от конструкции, динамических свойств машины и возможностей средств измерений. Значения табл. А.1–А.4 для определения границ зон виброактивности применяют в отношении как радиальной, так и осевой вибрации подшипников.

5.1.4. Вибрация насосов

Значения, приведенные в табл. А.3 и А.4, применяют только для режима работы насоса с номинальной скоростью потока жидкости. Если насос работает в ином режиме, это может привести к появлению повышенной вибрации вследствие роста гидравлических сил в потоке. Такая вибрация допустима в течение короткого промежутка времени, но при длительном воздействии может вызвать уско-

ренный износ или повреждения. В этом случае при установлении уровней ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ и ОСТАНОВ следует руководствоваться опытом пользователя.

Особенности конструкции некоторых насосов специального назначения допускают вибрацию, значения параметров которой выше установленных в табл. А.3 и А.4 (примечание 2 к таблицам в прил. А).

При установке насосов необходимо обратить внимание на то, чтобы резонанс системы труб и фундамента не совпадал с типичными частотами возбуждения (обычно это первая и вторая гармоники частоты вращения и лопастная частота), так как такой резонанс может вызвать повышенный уровень вибрации.

5.2. Критерий 2. Изменения значений вибрации

Данный критерий основан на сравнении измеренного значения широкополосной вибрации в установившемся режиме работы машины с предварительно установленным значением (базовой линией). Значительное изменение значения широкополосной вибрации в сторону увеличения или уменьшения может потребовать принятия определенных мер даже в случае, когда граница зоны *C* по критерию 1 еще не достигнута. Такие изменения могут быть быстрыми или постепенно нарастающими во времени и указывают на повреждения машины в начальной стадии или на другие неполадки.

Измерения вибрации следует проводить при одних и тех же положении и ориентации датчиков вибрации в одном и том же режиме работы машины. При обнаружении значительных изменений вибрации необходимо исследовать возможные причины таких изменений, чтобы предотвратить возникновение опасных ситуаций. Если изменения вибрации превышают 25 % значения верхней границы зоны *B* (табл. А.1–А.4), такие изменения следует рассматривать как значительные, особенно когда они носят внезапный характер. В этом случае необходимо провести диагностические исследования, чтобы выявить причины такого изменения и определить, какие меры необходимо принять.

Примечание. Изменения вибрации на 25 % обычно рассматривают как значительные, однако при эксплуатации конкретной машины могут оказаться допустимыми другие значения; например, для некоторых насосов допускаются большие изменения вибрации.

5.3. Ограничения функционирования

При долговременной эксплуатации машин обычно устанавливают ограничения функционирования, связанные с вибрацией. Эти ограничения имеют следующие формы:

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ – для указания, что вибрация или изменения вибрации достигли определенного уровня, когда может потребоваться проведение восстановительных мероприятий. Как правило, при достижении уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ машину можно эксплуатировать в течение периода времени, пока проводят исследования причин изменения вибрации и определяют комплекс необходимых мероприятий.

ОСТАНОВ – для определения значения вибрации, при превышении которого дальнейшая эксплуатация машины может привести к ее повреждениям. При достижении уровня ОСТАНОВ следует принять немедленные меры по снижению вибрации или остановить машину.

Вследствие разницы в динамических нагрузках и жесткостях опор для различных положений и ориентации датчиков вибрации допускается устанавливать разные уровни ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ и ОСТАНОВ.

5.3.1. Установка уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Для различных машин уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ может существенно изменяться: возрастать или уменьшаться. Обычно этот уровень устанавливают относительно некоторого базового значения (базовой линии), определяемого для конкретной машины и определенного положения и направления измерений по опыту эксплуатации этой машины.

Рекомендуется устанавливать уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ выше базовой линии на значение, равное 25 % значения верхней границы зоны *B*. Если базовое значение мало, уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ может находиться ниже зоны *C*.

Если базовое значение не определено, например для новых машин, начальную установку уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ следует проводить либо исходя из опыта эксплуатации аналогичных машин, либо относительно согласованного приемлемого значения. Спустя

некоторое время по наблюдениям за вибрацией машины следует установить постоянную базовую линию и соответствующим образом скорректировать уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ.

Рекомендуется, чтобы уровень ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ не превышал верхнюю границу зоны *B* более чем в 1,25 раза.

Изменение базового значения (например, вследствие капитального ремонта машины) может потребовать соответствующего изменения уровня ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ.

5.3.2. Установка уровня ОСТАНОВ

Уровень ОСТАНОВ обычно связывают с необходимостью сохранения механической целостности машины; он может зависеть от различных конструктивных особенностей машины, применяемых для того, чтобы машина могла противостоять воздействию аномальных динамических сил. Таким образом, уровень ОСТАНОВ, как правило, будет одним и тем же для машин аналогичных конструкций и не будет связан с базовой линией.

Вследствие многообразия машин различных конструкций не представляется возможным дать четкое руководство по точному установлению уровня ОСТАНОВ. Обычно уровень ОСТАНОВ устанавливают в пределах зон *C* или *D*, но рекомендуется, чтобы он не превышал более чем в 1,25 раза верхнюю границу зоны *C*.

5.4. Дополнительные процедуры и критерии

Кроме измерений вибрации и оценки состояния машины, по настоящему стандарту допускается проводить измерения вибрации валов по ГОСТ ИСО 7919-3. Однако не существует простого способа расчета вибрации вала по вибрации корпуса подшипника и наоборот. Разность между абсолютной и относительной вибрацией характеризует вибрацию корпуса подшипника, но может быть не равна ей численно вследствие неучета фазовых соотношений. Таким образом, если для оценки вибрационного состояния машины наряду с настоящим стандартом применяют также ГОСТ ИСО 7919-3, следует провести независимые измерения вибрации вала и вибрации корпуса или опоры подшипника. Если в результате применения критериев в соответствии с настоящим стандартом и ГОСТ ИСО 7919-3 будут получены разные оценки вибрационного состояния машины, в качестве окончательной оценки следует

принять ту, что накладывает большие ограничения на возможности эксплуатации.

5.5. Оценка вибрационного состояния на основе векторного представления информации

Оценки, рассматриваемые в настоящем стандарте, ограничены использованием широкополосной вибрации без учета частотных составляющих или фазовых соотношений. Во многих случаях это соответствует требованиям испытаний при приемке продукции и эксплуатационного контроля. Однако для долговременного контроля или диагностирования желательно использовать информацию о составляющих вибрации в векторной форме для обнаружения и идентификации изменений в динамическом состоянии машины. Такие изменения могут остаться необнаруженными при использовании только измерений широкополосной вибрации (ГОСТ ИСО 10816-1).

Использование изменения векторных составляющих в качестве критерия оценки вибрационного состояния в настоящем стандарте не рассматривается.

Приложение А
(обязательное)

Границы зон состояния

В качестве основного вибрационного параметра для оценки вибрационного состояния машин применяют общее среднее квадратическое значение виброскорости.

В ряде случаев измерения проводят с помощью приборов, откалиброванных для считывания не средних квадратических, а пиковых значений виброскорости. Если сигнал вибрации имеет форму, близкую к синусоиде, можно установить простое соответствие между пиковым и средним квадратическим значениями. Границы зон, указанные в табл. А.1–А.4, преобразуют в пиковые значения, умножая их на коэффициент $\sqrt{2}$. И наоборот, измеренное пиковое значение можно преобразовать в среднее квадратическое, разделив его на $\sqrt{2}$.

Для многих машин вибрация сосредоточена в основном на оборотной частоте, а для насосов иногда на лопастной частоте. В случаях, когда вместо средних квадратических измеряют пиковые значения вибрации, могут быть построены таблицы, аналогичные табл. А.1–А.4. Для этого значения границ зон должны быть умножены на коэффициент $\sqrt{2}$. После этого таблицы могут быть использованы для оценки вибрационного состояния по измерениям пиковых значений при условии, что в спектре вибрации доминирует одна частотная составляющая.

Установлено, что использование критерия, основанного только на измерении виброскорости без учета частоты вибрации, может приводить к неприемлемо большим значениям виброперемещения. Это, в частности, справедливо для машин с низкой рабочей скоростью, для которых составляющая на оборотной частоте является доминирующей. Аналогично использование критериев, основанных на измерениях виброскорости, в случае высоких рабочих скоростей или концентрации вибрационной энергии в высокочастотной области диапазона может привести к неприемлемо высоким значениям виброускорения. В идеале критерии должны быть представлены в виде постоянных значений виброперемещения, виброскорости и виброускорения в зависимости от диапазона скоростей и типа машины. Однако в настоящее время границы зон состояния построены только для виброскорости и виброперемещения. Границы зон состояния для четырех групп машин, на которые распространяется настоящий стандарт, приведены в табл. А.1–А.4.

Границы определены для средних квадратических значений скорости или перемещения широкополосной вибрации в диапазоне частот от 10 до 1000 Гц (для машин со скоростью ниже 600 мин$^{-1}$ – от 2 до 1000 Гц). Границы зон вибрационного состояния, контролируемые параметры и места измерения вибрации в диапазоне частот выше 1000 Гц должны быть установлены по соглашению между изготовителем и потребителем машины. В большинстве случаев достаточно измерять только виброскорость. Если предполагают, что в спектре вибрации велика доля низкочастотных составляющих, оценку проводят на основе измерений как виброскорости, так и виброперемещения.

В табл. А.1–А.4 приведены разные значения границ зон для жестких и податливых фундаментов (см. раздел 4).

Таблица А.1

Границы зон вибрационного состояния для машин группы 1. Машины номинальной мощностью более 300 кВт, но не более 50 МВт; электрические машины с высотой оси вращения вала выше 315 мм

Класс опоры	Граница зон	СКЗ перемещения, мкм	СКЗ скорости, мм/с
Жесткие	*A*/*B*	29	2,3
	B/*C*	57	4,5
	C/*D*	90	7,1
Податливые	*A*/*B*	45	3,5
	B/*C*	90	7,1
	C/*D*	140	11,0

Таблица А.2

Границы зон вибрационного состояния для машин группы 2. Машины номинальной мощностью от 15 до 300 кВт; электрические машины с высотой оси вращения вала от 160 до 315 мм

Класс опоры	Граница зон	СКЗ перемещения, мкм	СКЗ скорости, мм/с
Жесткие	*A*/*B*	22	1,4
	B/*C*	45	2,8
	C/*D*	71	4,5
Податливые	A/B	37	2,3
	B/*C*	71	4,5
	C/*D*	113	7,1

Таблица А.3

Границы зон вибрационного состояния для машин группы 3. Насосы центробежного типа со смешанными или осевыми потоками с раздельным приводом и номинальной мощностью более 15 кВт

Класс опоры	Граница зон	СКЗ перемещения, мкм	СКЗ скорости, мм/с
Жесткие	*A*/*B*	18	2,3
	B/*C*	36	4,5
	C/*D*	56	7,1
Податливые	*A*/*B*	28	3,5
	B/*C*	56	7,1
	C/*D*	90	11,0

Таблица А.4

Границы зон вибрационного состояния для машин группы 4. Насосы центробежного типа со смешанными или осевыми потоками с встроенным приводом и номинальной мощностью более 15 кВт

Класс опоры	Граница зон	СКЗ перемещения, мкм	СКЗ скорости, мм/с
Жесткие	*A*/*B*	11	1,4
	B/*C*	22	2,8
	C/*D*	36	4,5
Податливые	*A*/*B*	18	2,3
	B/*C*	36	4,5
	C/*D*	56	7,1

Примечания к табл. А.1—А.4

1. Указанные значения применяют при измерениях радиальной вибрации: всех подшипников и подшипниковых опор или на корпусе машины, а также при измерениях осевой вибрации подшипников в установившемся режиме работы с номинальной скоростью или в заданном

диапазоне скоростей. Их не применяют при работе машины в переходном режиме (то есть с изменяющейся скоростью или нагрузкой).

2. Для конкретных машин и опор, а также в конкретных режимах работы допускаются другие значения. Применение других значений должно быть установлено по соглашению между изготовителем и потребителем.

3. Насосы с крыльчаткой специального вида, используемые для очистных и других подобных работ, могут иметь более высокую вибрацию (например, для однолопастной крыльчатки – до 3 мм/с).

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Заполнить табл. 4.1, 4.2.

Таблица 4.1

Границы зон вибрационного состояния для насосов центробежного типа со смешанными или осевыми потоками с раздельным приводом и номинальной мощностью более 15 кВт

Класс опоры	Граница зон	СКЗ перемещения, мкм	СКЗ скорости, мм/с

Таблица 4.2

Границы зон вибрационного состояния для насосов центробежного типа со смешанными или осевыми потоками со встроенным приводом и номинальной мощностью более 15 кВт

Класс опоры	Граница зон	СКЗ перемещения, мкм	СКЗ скорости, мм/с

Практическое задание 5
Способы контроля и средства течеискания

Цель – получить практические навыки контроля герметичности различных конструкций.

Нормативные документы: ГОСТ 28517–90 «Контроль неразрушающий. Масс-спектрометрический метод течеискания».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, определить характеристики и способы масс-спектрометрического метода течеискания.

Теоретическая часть

ГОСТ 28517–90 (выборочно):

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Масс-спектрометрический метод течеискания – метод неразрушающего контроля проникающими веществами по ГОСТ 18353.

1.2. Масс-спектрометрический метод течеискания применяют при контроле герметичности, а также при проведении испытаний на герметичность.

1.3. Масс-спектрометрический метод течеискания основан на обнаружении пробного вещества в смеси веществ, проникающих через течи, путем ионизации веществ с последующим разделением ионов по отношению их массы к заряду под действием электрического и магнитного полей.

Метод следует применять при регистрации потоков в диапазоне от 10^{-14} до 10^{-2} Па·м^3/с (Вт).

1.4. Способы реализации масс-спектрометрического метода течеискания выбирают с учетом конструктивно-технологических особенностей и режимов эксплуатации объекта по таблице и прил. 2.

1.5. Пробное вещество или контрольная среда должны обеспечивать выявляемость течей в соответствии с техническими требованиями к контролируемому объекту.

1.6. Пробное вещество не должно оказывать вредного воздействия на контролируемый объект.

1.7. Основными пробными веществами являются инертные газы – гелий и аргон. В специальных случаях допускается применение других пробных веществ.

1.8. Течеискание масс-спектрометрическим методом проводят при изготовлении герметизируемых изделий, их эксплуатации и ремонте.

1.8.1. При изготовлении деталей, сборочных единиц и изделий течеискание проводят с учетом конструктивно-технологических особенностей изделия, экономической целесообразности и эксплуатационной надежности, вероятности образования течей на различных этапах технологического процесса и возможности их перекрытия.

1.8.2. При эксплуатации течеискание проводят периодически в соответствии с технической документацией на объект, а также при непрерывном эксплуатационном контроле герметичности ответственных изделий.

1.8.3. При ремонте течеискание проводят как при плановых, так и при внеплановых ремонтах в случае выхода объекта из строя по причине разгерметизации.

Способы реализации масс-спектрометрического метода течеискания

Наименование способа	Номер схемы	Цель контроля	Вид отбора пробного газа	Краткое описание способа
Способ обдува	1	Локализация течей	Непрерывный	Откачанный контролируемый объект подсоединяют к течеискателю. При непрерывной откачке объекта течеискателем подозреваемые участки поверхности обдувают пробным газом с одновременной регистрацией сигнала течеискателя
Способ камеры	2	Определение степени негерметичности	Непрерывный	Контролируемый объект помещают в камеру (чехол), откачивают и подсоединяют к течеискателю. При непрерывной откачке объекта течеискателем в камеру (чехол) подают пробный газ (контрольную среду) с одновременной регистрацией сигнала течеискателя

Наименование способа	Номер схемы	Цель контроля	Вид отбора пробного газа	Краткое описание способа
Способ разъемных местных камер	5	Определение степени негерметичности	Непрерывный	Отдельные участки (сборочные единицы) собранного изделия помещают в разъемные камеры (чехлы), изделие откачивают и подсоединяют к течеискателю. При непрерывной откачке изделия течеискателем в камеру (чехол) подают пробный газ (контрольную среду) с одновременной регистрацией сигнала течеискателя
Способ накопления в вакууме	1, 2, 5	Определение степени негерметичности	Непрерывный	Контролируемый объект откачивают и подсоединяют к течеискателю. Пробный газ (контрольную среду) любым способом подают на объект или подозреваемые участки поверхности. Наличие течей определяют по изменению сигнала течеискателя во времени при изолированных от откачки контролируемом объекте и анализаторе течеискателя
Способ вакуумных камер	6	Определение степени негерметичности	Непрерывный	Контролируемый объект помещают в вакуумную камеру, соединенную с течеискателем, заполняют пробным газом (контрольной средой) с одновременной регистрацией сигнала течеискателя
Способ щупа	3	Локализация течей	Непрерывный	Контролируемый объект заполняют пробным газом (контрольной средой) под избыточным давлением. Течи обнаруживают сканированием поверхности объекта щупом течеискателя
Способ присоски	4	Локализация течей	Непрерывный	Контролируемый объект заполняют пробным газом (контрольной средой) под избыточным давлением. Локализацию течей осуществляют наложением вакуумной присоски, соединенной с течеискателем, на контролируемые участки поверхности по сигналу течеискателя

Наименование способа	Номер схемы	Цель контроля	Вид отбора пробного газа	Краткое описание способа
Способ накопления при атмосферном давлении	7	Определение степени негерметичности	Непрерывный или порционный	Контролируемый объект помещают в камеру (чехол), заполненную воздухом или другими газами, заполняют пробным газом (контрольной средой) под избыточным давлением. После выдержки в течение определенного времени из камеры (чехла) щупом или другими устройствами отбирают пробу и перепускают в течеискатель, сигнал которого регистрируют
Способ опрессовки объекта с замкнутой оболочкой	8	Определение степени негерметичности	Непрерывный или порционный	Контролируемый загерметизированный объект, предварительно опрессованный внешним давлением пробного газа, помещают в камеру, соединенную с течеискателем. Наличие течей в изделии определяют по приросту сигнала течеискателя относительно сигнала от неопрессованного объекта, определенного ранее

2. АППАРАТУРА

2.1. При масс-спектрометрическом методе течеискания применяют масс-спектрометрические течеискатели, основной характеристикой которых является порог чувствительности.

Допускается применение другой масс-спектрометрической аппаратуры, обеспечивающей определение степени негерметичности и (или) локализацию течей в контролируемых объектах.

2.2. Порог чувствительности течеискателя должен быть проконтролирован по калиброванным течам перед началом испытаний и в процессе их проведения в соответствии с технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

2.3. Каждый течеискатель должен быть укомплектован калиброванной течью для определения его чувствительности.

2.4. Калиброванная течь должна обеспечивать стабильность и воспроизводимость потока пробного газа.

2.5. Для обеспечения функционирования аппаратуры и повышения чувствительности течеискания следует применять вспомогательное оборудование и устройства (вакуумные насосы, вакуумметры, селективные мембраны и другие).

2.6. Трубопроводы, соединяющие течеискатель с контролируемым объектом, должны иметь проводимость, не снижающую быстроту откачки вакуумной системы.

3. ПОДГОТОВКА И ПРОВЕДЕНИЕ ТЕЧЕИСКАНИЯ

3.1. Подготовка к течеисканию состоит из двух этапов: подготовки контролируемого объекта и подготовки испытательного оборудования.

3.1.1. Подготовка контролируемого объекта включает следующие этапы:

– удаление с поверхностей контролируемого объекта загрязнений, которые могут перекрывать течи и препятствовать их обнаружению;
– освобождение течей от жидкостей, проникающих в течи в процессе изготовления или эксплуатации.

3.1.2. Подготовка испытательного оборудования включает:

– сборку системы испытаний;
– контроль герметичности вспомогательного оборудования;
– проверку параметров применяемой аппаратуры.

3.1.3. Проведение течеискания состоит из следующих этапов:

– определение порога чувствительности аппаратуры и течеискания;
– подача пробного газа на (в) контролируемый объект;
– определение степени негерметичности объекта и (или) места течи;
– обработка и оценка результатов течеискания.

3.1.4. Допускается включать дополнительные этапы подготовки и проведения течеискания, определяемые спецификой контролируемого объекта.

3.2. Порог чувствительности течеискания должен контролироваться по калиброванным течам перед началом испытаний и в про-

цессе их проведения в соответствии с технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

3.3. Течеискание должно проводиться до окраски поверхности изделий и нанесения покрытий, если в конструкторской документации нет других указаний.

3.4. Течеискание должно проводиться после работ, которые могут привести к разгерметизации объекта.

3.5. Способы удаления загрязнений с поверхностей контролируемого объекта и освобождения течей от жидкостей должны устанавливаться технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

3.6. При контроле крупногабаритных объектов для определения чувствительности течеискания калиброванная течь устанавливается на контролируемом объекте в соответствии с конструкторско-технологической документацией.

3.7. Условия течеискания (перепад давления, направление газовой нагрузки и другие) устанавливают соответствующими условиям эксплуатации объекта.

Допускается в технически и экономически обоснованных случаях устанавливать условия течеискания, отличные от условий эксплуатации.

3.8. Допускается совмещение течеискания с другими видами испытаний, не оказывающих влияния на результаты течеискания.

4. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕЧЕИСКАНИЯ

4.1. Результаты течеискания должны фиксироваться в регистрационном журнале или в документах другого вида, форма которых установлена в технической документации.

4.2. При регистрации результатов течеискания указывают:

– наименование и тип течеискателя;
– дату контроля;
– метод и способ контроля;
– порог чувствительности течеискания;
– фоновый сигнал течеискателя;
– сигнал течеискателя при регистрации обнаруженной течи;
– заключение о годности;
– должность и фамилию лица, проводившего контроль.

При оформлении результатов течеискания допускается указывать дополнительные сведения, определяемые спецификой контроля.

5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1. При течеискании должны соблюдаться «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации установок потребителей», утвержденные Главгосэнергонадзором, требования ГОСТ 12.2.003, а также требования техники безопасности, установленные эксплуатационной документацией, учитывающей специфику предприятия.

5.2. При работе с сосудами, работающими под давлением, должны соблюдаться «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», утвержденные Госгортехнадзором, а также требования техники безопасности, установленные эксплуатационной документацией, учитывающей специфику предприятия.

5.3. Работа с жидким азотом должна проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 9293.

Приложение 1
Справочное

Пояснения терминов, применяемых в настоящем стандарте

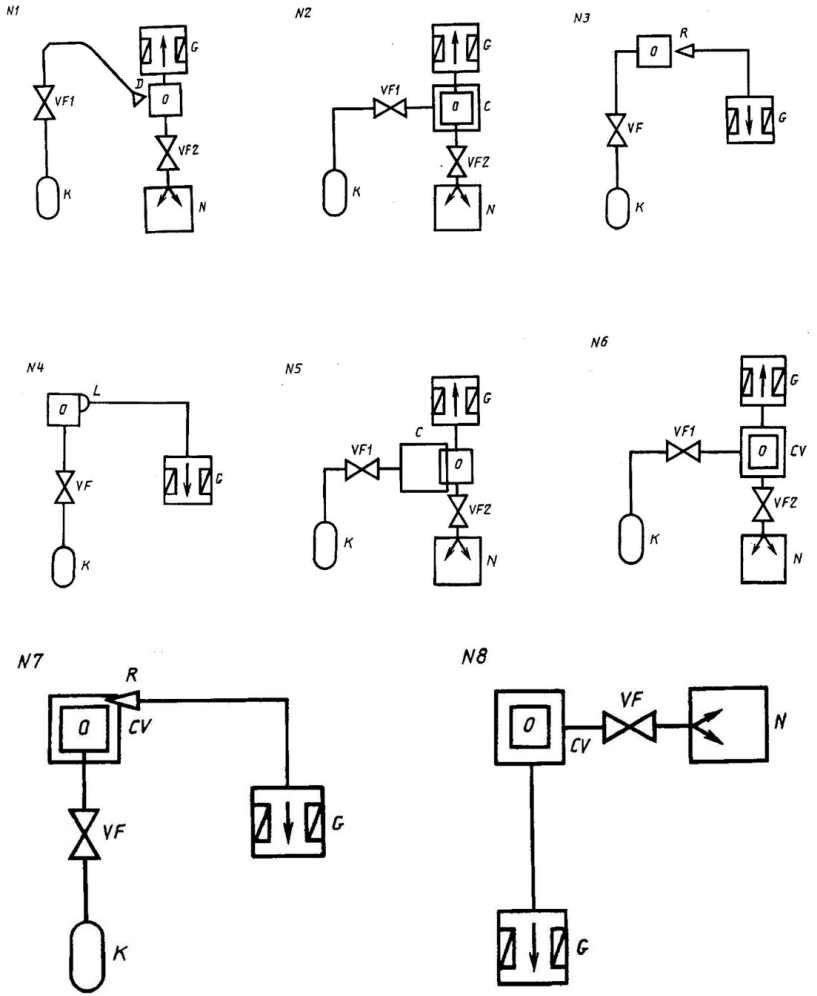
Метод течеискания – совокупность приемов использования принципов, положенных в основу обнаружения пробного вещества, проникающего через течи, и средств его обнаружения.

Способ течеискания – технологический прием реализации метода течеискания с использованием специальных приборов и оснастки.

Приложение 2

Рекомендуемое

Схемы способов реализации масс-спектрометрического метода течеискания



Пояснения к схемам 1–8: *O* – испытуемый объект; *G* – течеискатель; *R* – щуп; *VF* – клапан регулировочный; *N* – насос; *K* – баллон с пробным газом; *D* – обдуватель; *C* – камера, наполненная пробным газом; *CV* – вакуумная камера

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Заполнить табл. 5.1, 5.2.

Таблица 5.1

Характеристики масс-спектрометрического метода течеискания

Наименование характеристики	Описание характеристики
Область применения	
Аппаратура	
Этапы подготовки течеискания	
Этапы проведения течеискания	
Оформление результатов	
Требование безопасности	

Таблица 5.2

Схемы способов масс-спектрометрического метода течеискания

Способ	Схема
Способ обдува	
Способ щупа	
Способ разъемных местных камер	

Практическое задание 6
Аттестация персонала в области неразрушающего контроля

Цель – получить практические навыки определения квалификационных требований, предъявляемых к персоналу в области неразрушающего контроля.

Нормативные документы: ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля» (далее – Правила).

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, определить квалификационные требования, предъявляемые к персоналу в области неразрушающего контроля.

Теоретическая часть

ПБ 03-440-02 (выборочно):

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Правила устанавливают порядок аттестации персонала, выполняющего неразрушающий контроль (далее – НК) технических устройств, зданий и сооружений на опасных производственных объектах.

1.2. Правила разработаны в соответствии:

– с Федеральным законом от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3558);
– Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2001 № 841 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 50, ст. 4742);
– Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.03.2001 № 241 «О мерах по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 15, ст. 3367) с учетом положений Правил проведения экспертизы промышленной безопасности, утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 06.11.98 № 64, зарегистрированных Минюстом России 08.12.98, регистрационный

№ 1656 (Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти № 35–36, 1998 г.);

– Правилами аттестации и основными требованиями к лабораториям неразрушающего контроля, утвержденными Постановлением Госгортехнадзора России от 02.06.2000 № 29, зарегистрированными Минюстом России 25.07.2000, регистрационный № 2324 (Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти № 33, 2000 г.);
– EN 473:2000 «Квалификация и сертификация персонала неразрушающего контроля. Основные принципы», принятыми Европейским комитетом по стандартизации 17.09.2000.

1.3. Аттестация персонала в области НК проводится в целях подтверждения достаточности теоретической и практической подготовки, опыта, компетентности специалиста, то есть его профессиональных знаний, навыков, мастерства и предоставления права на выполнение работ по одному или нескольким видам (методам) НК.

1.4. Настоящие Правила обязательны для организаций, осуществляющих деятельность по НК при изготовлении, строительстве, монтаже, эксплуатации, реконструкции, ремонте, техническом диагностировании, экспертизе промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений (далее – объектов контроля) на опасных производственных объектах, и организаций, проводящих аттестацию персонала в области НК.

1.5. Специалисты НК подлежат аттестации в соответствии с настоящими Правилами, если они аттестуются впервые или истек срок действия выданных удостоверений.

1.6. Специалисты НК в зависимости от их подготовки и производственного опыта аттестуются по трем уровням профессиональной квалификации – I, II, III.

1.7. Аттестации подлежит персонал, проводящий контроль объектов с применением следующих видов (методов) НК (далее – методов НК):

– ультразвуковой (УК);
– акустико-эмиссионный (АЭ);
– радиационный (РК);
– магнитный (МК);

– вихретоковый (ВК);
– проникающими веществами: капиллярный (ПВК), течеискание (ПВТ);
– визуальный и измерительный (ВИК);
– вибродиагностический (ВД);
– электрический (ЭК);
– тепловой (ТК);
– оптический (ОК).

Настоящие Правила могут быть применены и к другим методам НК при наличии соответствующей документации и квалификационных требований.

1.8. Кандидат, претендующий на прохождение аттестации на один из трех уровней квалификации, аттестуется по конкретным (одному или более) методам НК. Областью аттестации каждого кандидата является сфера его деятельности по контролю конкретных объектов, определяемых в соответствии с прил. 1 к настоящим Правилам (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

1.9. Специалисты, аттестованные в соответствии с настоящими Правилами, могут выполнять НК в соответствии с квалификационными уровнями теми методами и тех объектов, которые указаны в их удостоверениях.

1.10. При установлении требований к персоналу в области неразрушающего контроля в нормативных, методических документах, административных распоряжениях квалификация персонала должна соответствовать данным Правилам.

1.11. Аттестацию персонала проводят Независимые органы по аттестации персонала системы НК (далее – Независимые органы).

1.12. Независимый орган – организация, осуществляющая:
– прием и анализ документов кандидатов на аттестацию;
– проведение экзаменов (общего, специального, практического и по проверке знаний правил безопасности);
– оценку квалификационного уровня кандидатов и выдачу документов об аттестации (удостоверений);
– создание в своей структуре экзаменационных центров, укомплектованных квалифицированным персоналом и оснащенных соответствующими средствами НК;

– ведение перечня аттестованного персонала в области неразрушающего контроля;
– хранение документов, относящихся к аттестации персонала, не менее периода аттестации, включая продление удостоверения (6 лет для I и II уровней, 10 лет для III уровня);
– участие в разработке проектов организационных, методических и других документов по аттестации персонала с целью обеспечения единых подходов, процедур, содержания и оценки квалификационных экзаменов и аттестации персонала.

1.13. Экзаменационные центры осуществляют:
– прием и анализ документов у кандидатов на аттестацию;
– подготовку необходимых средств НК для проведения экзаменов;
– проведение экзаменов (общего, специального, практического и по проверке знаний правил безопасности) на I и II уровни с оформлением соответствующих протоколов.

Решение об аттестации на основании представленных экзаменационным центром документов принимает Независимый орган, при котором он организован. Удостоверение оформляется Независимым органом.

Экзаменационный центр руководствуется настоящими Правилами, организационными и методическими документами, документами системы качества, сборниками экзаменационных вопросов Независимого органа.

Экзаменационный центр использует экзаменационные образцы, утвержденные Независимым органом.

II. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЩЕЙ И СПЕЦИАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ ПЕРСОНАЛА В ОБЛАСТИ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

2.1. Кандидат, претендующий на присвоение квалификационного уровня, должен иметь соответствующее общее образование (прил. 2 к настоящим Правилам, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*), теоретическую подготовку и опыт практической работы по НК.

2.2. Для допуска к экзаменам на соответствующий уровень кандидат должен пройти подготовку по определенному методу НК. Минимальные подтверждаемые сроки подготовки кандидатов

на I и II уровни квалификации устанавливаются в соответствии с прил. 3 к настоящим Правилам (табл. 1) (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

Подготовка включает как теоретический, так и практический (не менее 50 % от общего времени подготовки) курсы.

Подготовка кандидатов на III уровень квалификации может проводиться различными способами: курсы повышения квалификации, самостоятельная подготовка (изучение учебных пособий, нормативно-методических документов, публикаций, периодических изданий, специализированных материалов, журналов и другой профессиональной литературы, подготовка публикаций, выступления на конференциях и семинарах).

Программа подготовки должна отражать требуемый объем знаний и навыков специалиста по каждому методу НК, уровню квалификации и состоит из общего курса и специальных курсов по каждому производственному сектору.

2.3. Результаты экзамена действительны в течение двух лет. Письменное подтверждение практического опыта с перечнем работ представляется Независимому органу.

2.4. Требования по минимальному производственному опыту работы в области НК для кандидатов I и II уровней представлены в табл. 2 прил. 3, а для специалистов III уровня в табл. 3 прил. 3 к настоящим Правилам (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

2.5. Кандидат должен представить медицинское заключение (справку) в соответствии с «Временным перечнем вредных, опасных веществ и производственных факторов, при работе с которыми обязательны предварительные и периодические медицинские осмотры работников, медицинских противопоказаний, а также врачей-специалистов, участвующих в проведении этих медицинских осмотров и необходимых лабораторных функциональных исследований», утвержденным Приказом Минздрава России от 14.03.96 № 90 «О порядке проведения предварительных и периодических медицинских осмотров работников и медицинских регламентах допуска к профессии» (не нуждается в государственной регистрации, Письмо Минюста России от 30.12.96 № 07-02-1376-96).

III. КВАЛИФИКАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ В ОБЛАСТИ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

3.1. К лицам, аттестуемым на I, II и III уровни квалификации, определены соответствующие квалификационные требования.

3.2. Лицо, аттестуемое на I уровень квалификации, должно обладать знаниями, умениями и навыками в объеме требований п. 1.2 прил. 4 к настоящим Правилам.

Специалист I уровня квалификации выполняет работы по НК конкретным методом НК конкретных объектов по инструкции и под наблюдением персонала II или III уровня квалификации, строго соблюдая технологию и методику контроля.

Специалист I уровня должен уметь:

– настраивать оборудование, с помощью которого осуществляется НК соответствующим методом;
– выполнять НК методом, на который он аттестован;
– описывать результаты контроля.

Специалист I уровня не осуществляет самостоятельно выбор метода НК, оборудования, технологии и режимов контроля, не проводит оценку результатов контроля.

3.3. Лицо, аттестуемое на II уровень квалификации, должно обладать знаниями, умениями и навыками в объеме требований п. 2.2 и 2.3 прил. 4 к настоящим Правилам.

Специалист II уровня квалификации:

– обладает квалификацией, достаточной для осуществления и руководства НК в соответствии с утвержденными нормативными и техническими документами, выбора способа контроля, ограничения области применения метода;
– выполняет работы по НК, настраивает оборудование и проводит оценку качества объекта или его элемента в соответствии с применяемыми нормативными документами;
– документирует результаты контроля;
– разрабатывает технологические инструкции и карты контроля в соответствии с действующими нормативными и методическими документами по конкретной продукции в области своей аттестации;
– руководит специалистами I уровня, ведет их подготовку;

– знает и выполняет все требования, относящиеся к специалистам I уровня;
– производит выбор технологии и средств контроля, выдает заключение по результатам контроля, выполненного им самим или под его наблюдением специалистом I уровня.

3.4. Лицо, аттестуемое на III уровень квалификации, должно обладать знаниями, умениями и навыками в объеме требований п. 3 прил. 4 к настоящим Правилам.

Специалист III уровня квалификации обладает квалификацией, достаточной для руководства любыми операциями по тому методу НК, по которому он аттестован, в том числе:
– самостоятельно осуществляет выбор методов и способов НК, оборудования и персонала;
– руководит работой персонала I, II уровней, а также выполняет работы, отнесенные к компетенции последних;
– проверяет и согласовывает технологические документы, разработанные специалистами II уровня квалификации.

Приложение 4

Требования к квалификации персонала в области неразрушающего контроля

1. Требования к квалификации специалиста I уровня

1.1. Специалист I уровня квалификации имеет право проводить НК тем методом, на который он аттестован, в строгом соответствии с методиками, технологическими инструкциями и под наблюдением персонала II или III уровня.

1.2. Специалист I уровня должен знать:
– общие закономерности по физике, электротехнике, электронике, механике, технологии материалов и материаловедению;
– типы дефектов, вероятные зоны и основные причины их образования в конкретных объектах;
– принципы, основные физические процессы, на которых базируется метод контроля, назначение и область его применения;
– принципы устройства и работы, органы управления и порядок настройки аппаратуры;

– правила электробезопасности и пожарной безопасности, правила устройства и безопасной эксплуатации поднадзорных Госгортехнадзору России объектов, контроль которых он проводит.

1.3. Специалист I уровня должен уметь:

– подготавливать объект к контролю;
– производить настройку и регулировку аппаратуры;
– рационально организовывать свое рабочее место;
– осуществлять контроль, выполнять операции по поиску дефектов;
– регистрировать и классифицировать результаты контроля в соответствии с нормами и критериями, установленными в документах, фиксировать на объекте и в соответствующей документации зоны, в которых предполагается наличие дефекта;
– предоставлять отчет по результатам контроля;
– выполнять необходимые операции с объектом по завершении контроля.

1.4. Специалист I уровня не производит выбор метода и средств контроля, также оценку результатов контроля.

2. Требования к квалификации специалиста II уровня

2.1. Специалист II уровня квалификации имеет право самостоятельно осуществлять НК и выдавать заключение о качестве проверенных объектов по результатам контроля, вести подготовку и руководство персоналом I и II уровней, разрабатывать письменные инструкции (технологические карты) по НК.

2.2. Специалист II уровня квалификации должен быть компетентным в следующих вопросах:

– оценка качества изделия по результатам НК, классификации и области применения видов (методов) контроля;
– конструктивные особенности, технология изготовления, эксплуатация и ремонт объекта контроля, типы дефектов, их классификация, потенциальная опасность и вероятные зоны образования с учетом действующих нагрузок;
– физические принципы, закономерности метода, определение ограничений применения метода, по которому присваивается квалификация;
– устройство и функциональные схемы аппаратуры для данного метода контроля, включая правила отбора и проверки качества применяемых расходных материалов;

– основные параметры метода и аппаратуры, определяющие достоверность результатов контроля, системы расчета параметров контроля, способы измерения и метрологического обеспечения;
– измеряемые характеристики и признаки выявленных дефектов;
– технология контроля конкретных объектов данным методом (подготовка объекта, выбор основных параметров, настройка аппаратуры, проведение контроля, возможные причины ложного бракования);
– порядок оформления результатов контроля и хранения документации, основы применения компьютерной обработки;
– документы по НК (стандарты, методики и т. д.);
– сведения о других методах НК, правила выбора и рационального использования;
– порядок организации участков и рабочих мест при контроле конкретных объектов;
– основные неисправности дефектоскопической аппаратуры и возможные способы их устранения в условиях предприятия, на котором осуществляется контроль;
– рациональная организация рабочего места, правила электробезопасности и пожарной безопасности, правила устройства и безопасной эксплуатации поднадзорных Госгортехнадзору России объектов, контроль которых он проводит.

2.3. Специалист II уровня квалификации должен уметь:
– осуществлять все операции, перечисленные для I уровня;
– выбирать схему контроля для применяемого метода;
– проверять работоспособность аппаратуры и настраивать ее на заданные параметры, осуществлять полный комплекс работ по НК;
– правильно документировать, толковать и оценивать результаты в соответствии с применяемыми стандартами, нормами, руководящими документами. Оформлять результаты контроля с выдачей соответствующего заключения;
– составлять (разрабатывать) технологические инструкции (технологические карты) контроля конкретных объектов с использованием стандартов и действующих нормативно-технических документов;
– проводить экспериментальные работы по определению оптимальных режимов контроля;

– давать заключение по результатам контроля объектов, проконтролированных персоналом I уровня квалификации, с проведением (при необходимости) инспекционного контроля.

3. Требования к квалификации специалиста III уровня квалификации

3.1. Специалист, аттестованный на III уровень, получает право проведения всех операций по определенному методу НК, производит выбор технологии контроля и аппаратуры.

3.2. Специалист III уровня должен знать:

– принципы, физические основы, техническое обеспечение методов НК;
– конструктивные особенности, технологию изготовления, эксплуатации и ремонта объекта контроля, типы и виды дефектов, вероятные зоны их образования с учетом действующих на объект нагрузок и других факторов;
– принципы построения, функциональные схемы и правила эксплуатации аппаратуры для данного метода контроля, включая правила отбора и проверки качества применяемых расходных дефектоскопических материалов; системы контроля, используемые для проверки объектов (продукции) определенного вида; метрологическое обеспечение данного метода (вида) контроля;
– измеряемые характеристики и идентификационные признаки для разделения дефектов по классам и видам. Знать и иметь опыт применения элементов теории вероятности, математической статистики при обработке результатов контроля;
– технологию контроля различных объектов данным методом; стандарты (коды) и другие действующие нормативные документы и правила по методу (виду) контроля и на аппаратуру для его применения;
– вредные экологические факторы данного метода контроля и способы предотвращения их воздействия на окружающую среду и человека;
– принципы планирования и организации работы лабораторий НК; современное состояние и перспективы развития данного метода НК;
– рациональную организацию рабочего места, правила электробезопасности и пожарной безопасности, правила устройства и безопасной эксплуатации поднадзорных Госгортехнадзору России объектов, контроль которых он проводит.

3.3. Специалист III уровня квалификации должен уметь:

– определять конкретные методы, оборудование, технологии и методики, подлежащие использованию для конкретных видов объектов;
– иметь достаточные практические знания о применении материалов, производствах и технологиях для выбора способа и метода контроля и определения критериев приемки;
– выполнять операции контроля, давать оценку и идентифицировать результаты контроля, выдавать заключения о качестве контролируемых объектов;
– на основе анализа отечественных и зарубежных стандартов, руководящих документов, относящихся к практике его работы, разрабатывать методики, технологические инструкции (технологические карты) на проведение контроля в производственных условиях;
– организовывать, проводить и руководить экспериментальными работами по определению оптимальных параметров контроля;
– обеспечивать и контролировать работу специалистов I и II уровней, участвовать в подготовке их к квалификационным экзаменам;
– участвовать в приеме квалификационных экзаменов.

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Заполнить табл. 6.

Таблица 6

Квалификационные требования к персоналу в области неразрушающего контроля

Уровень квалификации	Квалификационное требование
I	
II	
III	

Практическое задание 7
Диагностика методом магнитного неразрушающего контроля

Цель – получить практические навыки диагностики объектов транспортировки и хранения нефти и газа методом магнитного неразрушающего контроля.

Нормативные документы:

- ГОСТ Р 55612–2013 «Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения».
- ГОСТ Р 56512–2015 «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, проанализировать методы магнитного контроля и требования безопасности при проведении неразрушающего контроля магнитопорошковым методом.

Теоретическая часть

ГОСТ Р 55612–2013 (выборочно):

3.4. МЕТОДЫ МАГНИТНОГО НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

3.4.1. Магнитопорошковый метод: метод магнитного неразрушающего контроля, основанный на использовании в качестве индикатора магнитного порошка.

3.4.2. Индукционный метод: метод магнитного неразрушающего контроля, основанный на регистрации магнитных полей объекта контроля индукционными преобразователями.

3.4.3. Феррозондовый метод: метод магнитного неразрушающего контроля, основанный на регистрации магнитных полей объекта контроля феррозондовыми преобразователями.

3.4.4. Метод эффекта Холла: метод магнитного неразрушающего контроля, основанный на регистрации магнитных полей объекта контроля преобразователями Холла.

3.4.5. Магнитографический метод: метод магнитного неразрушающего контроля, основанный на записи магнитных полей объ-

екта контроля на магнитный носитель с последующим воспроизведением сигналограммы.

Примечание. Сигналограмма – по ГОСТ 13699.

3.4.6. Магниторезистивный метод: метод магнитного неразрушающего контроля, основанный на регистрации магнитного поля объекта контроля магниторезистивными преобразователями.

3.4.7. Пондеромоторный метод: метод магнитного неразрушающего контроля, основанный на пондеромоторном взаимодействии регистрируемого магнитного поля объекта контроля и магнитного поля постоянного магнита, электромагнита или рамки с током.

3.4.8. Магнитополупроводниковый метод: метод магнитного неразрушающего контроля, основанный на регистрации магнитного поля объекта контроля магнитополупроводниковыми приборами.

3.5. Средства магнитного неразрушающего контроля

3.5.1. Магнитный дефектоскоп: прибор, предназначенный для выявления дефектов типа нарушений сплошности материала объекта контроля и основанный на методе магнитного неразрушающего контроля.

3.5.2. Магнитный толщиномер: прибор, предназначенный для измерения толщины объекта контроля или его покрытия и основанный на методе магнитного неразрушающего контроля.

3.5.3. Магнитный структуроскоп: прибор, предназначенный для определения физико-механических свойств или химического состава объекта контроля и основанный на методе магнитного неразрушающего контроля.

3.5.4. Магнитопорошковый дефектоскоп: магнитный дефектоскоп, основанный на магнитопорошковом методе магнитного неразрушающего контроля.

3.5.5. Индукционный дефектоскоп: магнитный дефектоскоп, использующий в качестве чувствительных элементов индукционные преобразователи.

3.5.6. Феррозондовый дефектоскоп: магнитный дефектоскоп, использующий в качестве чувствительных элементов феррозондовые преобразователи.

3.5.7. Магниторезисторный дефектоскоп: магнитный дефектоскоп, использующий в качестве чувствительных элементов магниторезистивные преобразователи.

3.5.8. Магнитополупроводниковый дефектоскоп: магнитный дефектоскоп, использующий в качестве чувствительного элемента магнитополупроводниковый прибор.

3.5.9. Дефектоскоп пондеромоторного действия: магнитный дефектоскоп пондеромоторного метода неразрушающего контроля.

3.5.10. Дефектоскоп на преобразователях Холла: магнитный дефектоскоп, использующий в качестве чувствительного элемента преобразователь Холла.

3.5.11. Магнитографический дефектоскоп: магнитный дефектоскоп, использующий в качестве чувствительного элемента магнитный носитель записи.

3.5.12. Анализатор концентрации суспензии: прибор для определения концентрации магнитного порошка в магнитной суспензии.

3.5.13. Ферритометр: прибор для измерения процентного содержания ферритной фазы в структуре контролируемого объекта.

3.5.14. Намагничивающее устройство: устройство для создания магнитного поля объекта.

3.5.15. Размагничивающее устройство: устройство для снятия магнитного поля объекта.

3.5.16. Воспроизводящее устройство магнитографического дефектоскопа: устройство для воспроизведения магнитного поля объекта, зафиксированного на магнитном носителе.

3.5.17. Считывающее устройство магнитографического дефектоскопа: устройство преобразования магнитного поля, зафиксированного на магнитном носителе, в электрический сигнал.

ГОСТ Р 56512–2015 (выборочно):

5. ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ МАГНИТОПОРОШКОВОГО КОНТРОЛЯ (ДАЛЕЕ – МПК)

5.1. Магнитопорошковый метод неразрушающего контроля основан на притяжении магнитных частиц силами неоднородных магнитных полей, образующихся над дефектами в намагниченных объектах, с образованием в зонах дефектов индикаторных рисун-

ков в виде скоплений магнитных частиц. Наличие и протяженность индикаторных рисунков регистрируют визуально, с помощью оптических приборов или автоматическими устройствами обнаружения и обработки изображений.

5.2. Объектами МПК являются разнообразные полуфабрикаты, детали, узлы, элементы конструкций и изделий, сварные, клепаные и болтовые соединения, в том числе с защитными или защитно-декоративными покрытиями, включая объекты, находящиеся в конструкции летательных аппаратов, механизмов, машин, оборудования, средств транспорта и другой техники.

5.3. Магнитопорошковый метод позволяет обнаруживать поверхностные и подповерхностные дефекты типа нарушений сплошности материала: трещины различного происхождения (шлифовочные, ковочные, штамповочные, закалочные, усталостные, деформационные, травильные и др.), флокены, закаты, надрывы, волосовины, расслоения, дефекты сварных соединений (трещины, непровары, шлаковые, флюсовые и окисные включения, подрезы) и др.

Необходимым условием применения МПК для выявления дефектов является наличие доступа к объекту контроля для намагничивания, обработки индикаторными материалами, осмотра и оценки результатов контроля.

5.4. Магнитопорошковый метод позволяет обнаруживать при соответствующих условиях визуально невидимые и слабовидимые поверхностные дефекты со следующими минимальными размерами: раскрытием 0,001 мм; глубиной 0,01 мм; протяженностью 0,5 мм, а также более крупные.

5.5. Результаты контроля объектов магнитопорошковым методом зависят от следующих факторов:

– магнитных характеристик материала объектов;
– формы и размеров объектов контроля;
– вида, местоположения и ориентации отыскиваемых дефектов;
– степени доступности зон контроля, особенно в случае контроля объектов, установленных в конструкции изделия;
– шероховатости поверхности;
– наличия и уровня поверхностного упрочнения;
– толщины немагнитных покрытий;

– напряженности магнитного поля и его распределения по поверхности объекта контроля;
– угла между направлением намагничивающего поля и плоскостями выявляемых дефектов;
– свойств магнитного индикатора;
– способа его нанесения на объект контроля;
– интенсивности магнитной коагуляции порошка в процессе выявления дефектов;
– способа и условий регистрации индикаторных рисунков выявляемых дефектов.

Указанные факторы учитывают при разработке технологий МПК объектов.

5.6. Магнитопорошковый метод может быть использован для контроля объектов с немагнитным покрытием (слоем краски, лака, хрома, меди, кадмия, цинка и др.). Объекты с немагнитными покрытиями суммарной толщиной до 40–50 мкм могут быть проконтролированы без существенного уменьшения выявляемости дефектов.

5.7. При МПК возможно снижение выявляемости дефектов:
– плоскости которых составляют угол менее 30° с контролируемой поверхностью или с направлением магнитного потока;
– подповерхностных;
– на поверхности объектов с параметром шероховатости $R_a > 10$ мкм;
– при наличии на поверхности объектов нагара, продуктов коррозии, шлаков, термообмазок.

5.8. Магнитопорошковый метод относится к индикаторным (неизмерительным) методам неразрушающего контроля. Метод не позволяет определять длину, глубину и ширину поверхностных дефектов, размеры подповерхностных дефектов и глубину их залегания.

5.9. Магнитопорошковым методом не могут быть проконтролированы детали, узлы и элементы конструкций:
– изготовленные из неферромагнитных сталей, цветных металлов и сплавов;
– на поверхности которых зона контроля не обеспечена необходимыми подходами для намагничивания, нанесения магнитного индикатора и осмотра;

– с существенной магнитной неоднородностью материала;
– сварные швы, выполненные немагнитным электродом.

5.10 Магнитопорошковый контроль проводят по инструкциям (методикам) и по операционным (технологическим) картам. Рекомендуемое содержание технологических инструкций (методик) магнитопорошкового контроля объектов приведено в прил. А, а операционных (технологических) карт – в прил. Б (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

5.11. Объем контроля, а также виды недопустимых дефектов и их размеры устанавливают в НТД отрасли или предприятия на контроль объектов.

5.12. Проведение магнитопорошкового контроля в ночную смену не рекомендуется.

5.13. В НТД отрасли или предприятия на контроль объектов магнитопорошковым методом рекомендуется применять условные обозначения видов и способов намагничивания и вида намагничивающего тока.

6. ВЫБОР АППАРАТУРЫ

6.1. В зависимости от целей и задач контроля, условий проведения работы и других факторов при МПК объектов может быть использована следующая аппаратура:
– универсальные стационарные дефектоскопы;
– специализированные стационарные дефектоскопы, в том числе автоматизированные, разработанные применительно к контролю однотипных объектов;
– универсальные портативные (переносные) магнитопорошковые дефектоскопы, разработанные применительно к контролю разнотипных элементов конструкций, деталей, узлов и других объектов, а также специализированные портативные дефектоскопы;
– стационарные или переносные источники освещения или УФ-облучения контролируемой поверхности;
– приборы для измерения намагничивающего и размагничивающего магнитного поля (напряженности или индукции) с погрешностью не выше 10 %;
– индикаторы магнитного поля;

– приборы для определения кинематической или условной вязкости магнитных суспензий (вискозиметры);
– приборы для измерения уровня освещенности и УФ-облученности контролируемой поверхности;
– размагничивающие устройства;
– приборы для оценки уровня размагничивания (при необходимости размагничивания объектов после контроля);
– приборы для количественной оценки чувствительности магнитных индикаторов и концентрации магнитного порошка в суспензиях;
– устройства для осмотра контролируемой поверхности и регистрации дефектов: смотровые оптические приборы (лупы, бинокулярные стереоскопические микроскопы, зеркала, эндоскопы), телевизионные системы, а также автоматизированные устройства обнаружения, регистрации и обработки изображений;
– контрольные образцы для оценки работоспособности магнитопорошковых дефектоскопов и магнитных индикаторов.

6.2. В состав магнитопорошковых дефектоскопов (намагничивающих устройств) в зависимости от их назначения и конструктивного исполнения могут входить следующие функциональные устройства:
– блок питания;
– программный блок;
– блок формирования намагничивающего тока;
– намагничивающие (и размагничивающие) устройства (КЗУ, соленоиды, электромагниты, гибкие кабели, центральные стержни, электроконтакты, постоянные магниты);
– система или блок измерения намагничивающего тока (напряженности магнитного поля);
– система или блок управления операциями контроля;
– устройство для нанесения на объекты контроля магнитного индикатора;
– приборы и устройства для проверки качества магнитных индикаторов;
– источники освещения или УФ-облучения;

– устройства для осмотра контролируемой поверхности и регистрации дефектов.

Размагничивающие устройства, средства проверки качества магнитных индикаторов, средства осмотра контролируемой поверхности и регистрации дефектов могут быть выполнены в виде отдельных блоков, устройств или приборов.

В цеховых условиях источники освещения или УФ-облучения, помимо дефектоскопов, устанавливают также на специализированных рабочих местах (в смотровых кабинах) осмотра объектов с целью поиска индикаторных рисунков дефектов.

6.3. Требования к магнитопорошковым дефектоскопам и намагничивающим устройствам должны соответствовать ГОСТ Р 53700. Требования к специализированным, в том числе автоматизированным, магнитопорошковым дефектоскопам устанавливаются в НТД отрасли или предприятия.

Требования к портативным электромагнитам переменного тока, к гибким кабелям, к электроконтактам, к источникам УФ-излучения и к смотровым кабинам для осмотра объектов контроля при использовании люминесцентных магнитных индикаторов – по ГОСТ Р 53700.

6.4. Магнитопорошковые дефектоскопы выбирают с учетом:

– номенклатуры, конфигурации и размеров объектов контроля;
– условий проведения работ (в цехе, на открытой площадке, в конструкции технического изделия, на стапелях, в том числе на высоте, и т. п.) и степени доступности зон контроля;
– требуемого значения намагничивающего тока или напряженности магнитного поля;
– используемого способа МПК;
– требуемой производительности труда;
– технических и экономических возможностей предприятия.

6.5. Для обеспечения высокой выявляемости дефектов способом остаточной намагниченности с применением соленоида, электромагнита и др. рекомендуется использовать источник питания или блок регулирования тока, обеспечивающий при выключении уменьшение намагничивающего тока от максимального значения до нуля за время не более 5 мс.

6.6. Автоматизированные магнитопорошковые дефектоскопы применяют в цеховых условиях с целью повышения достоверности контроля и производительности труда, а также уменьшения влияния человеческого фактора на результаты контроля. Автоматизированные дефектоскопы должны обеспечивать выполнение некоторых или всех основных и вспомогательных операций МПК, в том числе:

– намагничивание объектов контроля;
– подготовку объекта контроля (обезжиривание, мойку, сушку и т. п.);
– нанесение в зону контроля магнитного индикатора;
– поиск и распознавание дефектов;
– необходимое перемещение объектов контроля по рабочим зонам вдоль технологического потока, их подъем и вращение в процессе выполнения технологических операций, в том числе при поиске дефектов, а также их выведение из последней рабочей зоны;
– выведение в зону брака или маркировку объектов с обнаруженными дефектами;
– позиционирование видеокамер;
– отстройку от влияния мешающих факторов;
– звуковую сигнализацию в случае обнаружения дефектов;
– отображение параметров и результатов контроля на экране компьютера или на информационном стенде;
– автоматическую обработку результатов контроля и их документирование на бумажных и электронных носителях;
– проверку работоспособности систем и каналов дефектоскопа;
– размагничивание объектов, на которых не обнаружены дефекты, после контроля.

6.7. Системы поиска и распознавания дефектов автоматизированных магнитопорошковых дефектоскопов должны базироваться на использовании разнообразных признаков индикаторных рисунков дефектов и должны быть близки человеческому зрительному анализу и восприятию изображений. Для обнаружения и идентификации дефектов в этих системах должны использоваться 5–6 или более признаков дефектов из числа следующих:

– месторасположение индикаторных рисунков дефектов на поверхности объектов контроля;

– направление распространения линий рисунков относительно оси объектов, направления их обработки, а на объектах, бывших в эксплуатации, относительно направления действующих рабочих нагрузок;
– протяженность линий рисунков;
– конфигурация рисунков, наличие изгибов и изломов линий рисунков;
– ширина линий рисунков;
– подобие контуров протяженных рисунков;
– резкость или размытость контуров рисунков;
– цвет или яркость люминесценции индикаторных рисунков;
– контраст рисунков на фоне бездефектной поверхности;
– текстура поверхности рисунков;
– микрорельеф поверхности в местах расположения рисунков.

6.8. В автоматизированных дефектоскопах должна быть предусмотрена автоматизация контроля за режимами обработки объектов на каждой операции в отдельности и возможность изменения этих режимов. Участки МПК, где располагаются такие дефектоскопы, рекомендуется обеспечивать системами и устройствами очистки и обезвреживания стоков и выбросов, а при использовании магнитных суспензий на водной основе – системами замкнутого водоснабжения. Автоматизированные дефектоскопы должны создавать комфортные условия труда дефектоскопистов.

6.9. В эксплуатационной документации на магнитопорошковые дефектоскопы должны быть указаны:
– возможность контроля способами остаточной намагниченности и/или приложенного магнитного поля;
– способность к выявлению дефектов минимальных размеров;
– напряжение питания и потребляемая мощность;
– масса и габаритные размеры;
– рабочие диапазоны значений температуры, влажности и атмосферного давления.

В эксплуатационной документации на магнитопорошковый дефектоскоп с намагничивающим устройством, работающим от источника намагничивающего тока, должны быть дополнительно приведены:

– максимальная потребляемая мощность;
– вид намагничивающего тока;
– напряжение и частота намагничивающего тока;
– максимальное и минимальное значения намагничивающего тока;
– способ регулирования намагничивающего тока (ступенчатый, плавный, ток не регулируется).

При использовании повторно-кратковременного режима намагничивания в эксплуатационной документации должны быть указаны:

– продолжительность включения и длительность паузы;
– максимальный ток, при котором дефектоскоп может работать непрерывно.

6.10. При проверке работоспособности дефектоскопов по выявляемости дефектов (после изготовления или ремонта, а также на рабочих местах контроля) применяют контрольные образцы для МПК с естественными или искусственными дефектами. Примеры образцов приведены в прил. В (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*) и в ГОСТ Р ИСО 9934-2.

При намагничивании объектов с помощью центрального проводника для проверки работоспособности магнитопорошковых дефектоскопов может быть использован образец типа МО-4 (прил. В, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*) или типа 1 по ГОСТ Р ИСО 9934-2.

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Оформить табл. 7.1–7.3.

Таблица 7.1

Методы магнитного контроля

№ п/п	Метод	Физическая сущность метода
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		

Таблица 7.2

Основные узлы дефектоскопа

№ п/п	Наименование
1	
2	
3	
4	
5	

Таблица 7.3

Основные требования безопасности при проведении неразрушающего контроля магнитопорошковым методом

№ п/п	Требование безопасности

Практическое задание 8
Диагностика методом ультразвукового неразрушающего контроля

Цель – получить практические навыки диагностики объектов транспортировки и хранения нефти и газа методом ультразвукового неразрушающего контроля.

Нормативные документы: ГОСТ Р 55724–2013 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, проанализировать средства контроля для УЗК сварных соединений, составить схемы различных способов ультразвукового неразрушающего контроля.

Теоретическая часть

ГОСТ Р 55724–2013 (выборочно):

5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

5.1. При УЗК сварных соединений применяют методы отраженного излучения и прошедшего излучения по ГОСТ 18353, а также их сочетания, реализуемые способами (вариантами методов), схемами прозвучивания, регламентированными настоящим стандартом.

5.2. При УЗК сварных соединений используют следующие типы УЗ волн: продольные, поперечные, поверхностные, продольные подповерхностные (головные).

5.3. Для УЗК сварных соединений используют следующие средства контроля:

– УЗ импульсный дефектоскоп или аппаратно-программный комплекс (далее – дефектоскоп);
– преобразователи (ПЭП, ЭМАП) по ГОСТ Р 55725 или нестандартизированные преобразователи (в том числе многоэлементные), аттестованные (калиброванные) с учетом требований ГОСТ Р 55725;
– меры и/или НО для настройки и проверки параметров дефектоскопа.

Дополнительно могут быть использованы вспомогательные приспособления и устройства для соблюдения параметров скани-

рования, измерения характеристик выявленных дефектов, оценки шероховатости и др.

5.4. Дефектоскопы с преобразователями, меры, НО, вспомогательные приспособления и устройства, используемые для УЗК сварных соединений, должны обеспечивать возможность реализации методов и способов УЗК из числа содержащихся в настоящем стандарте.

5.5. Средства измерений (дефектоскопы с преобразователями, меры и др.), используемые для УЗК сварных соединений, подлежат метрологическому обеспечению (контролю) в соответствии с действующим законодательством.

5.6. Технологическая документация на УЗК сварных соединений должна регламентировать: типы контролируемых сварных соединений и требования к их контролепригодности; требования к квалификации персонала, выполняющего УЗК и оценку качества; необходимость УЗК околошовной зоны, ее размеры, методику контроля и требования к качеству; зоны контроля, типы и характеристики дефектов, подлежащих выявлению; методы контроля, типы применяемых средств и вспомогательного оборудования для контроля; значения основных параметров контроля и методики их настройки; последовательность проведения операций; способы интерпретации и регистрации результатов; критерии оценки качества объектов по результатам УЗК.

6. СПОСОБЫ КОНТРОЛЯ, СХЕМЫ ПРОЗВУЧИВАНИЯ И СПОСОБЫ СКАНИРОВАНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

6.1. Способы контроля

При УЗК сварных соединений применяют следующие способы (варианты методов) контроля: эхо-импульсный, зеркально-теневой, эхо-теневой, эхо-зеркальный, дифракционный, дельта (рис. 1–6).

Допускается применение других способов УЗК сварных соединений, достоверность которых подтверждена теоретически и экспериментально.

Способы УЗК реализуют с помощью преобразователей, включенных по совмещенной или раздельной схемам.

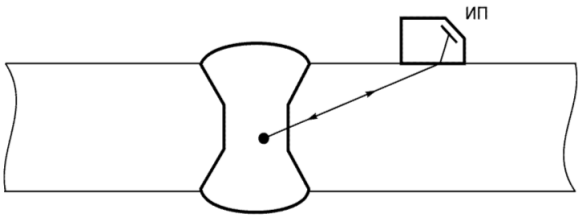


Рис. 1. Эхо-импульсный

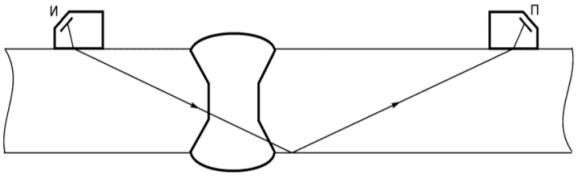


Рис. 2. Зеркально-теневой

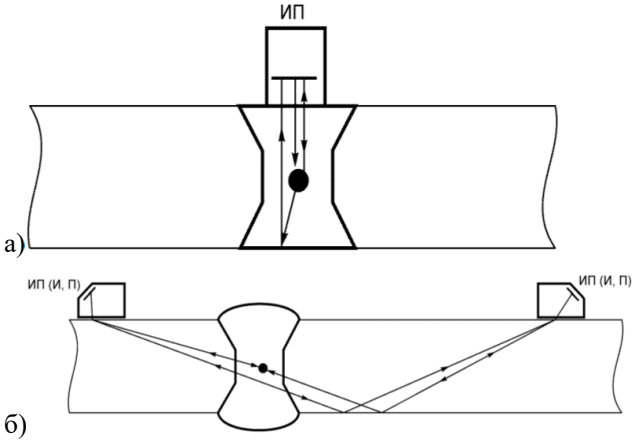


Рис. 3. Эхо-теневой прямым (*а*) и наклонными (*б*) ПЭП

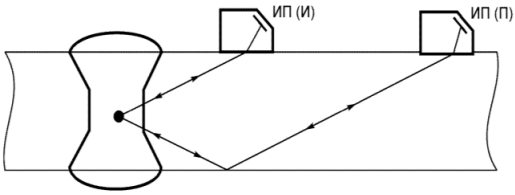


Рис. 4. Эхо-зеркальный

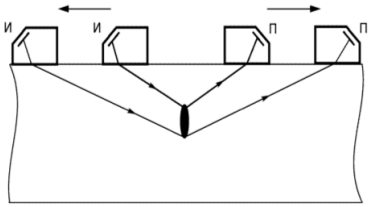


Рис. 5. Дифракционный

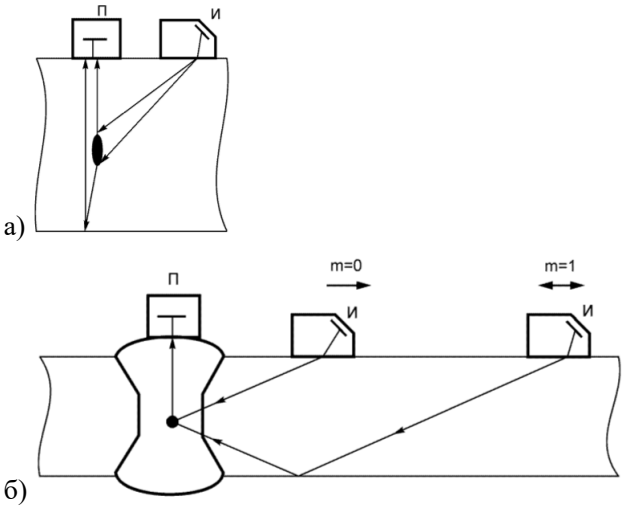


Рис. 6. Варианты дельта-метода

6.2. Схемы прозвучивания различных типов сварных соединений

6.2.1. УЗК стыковых сварных соединений выполняют прямыми и наклонными преобразователями с использованием схем прозвучивания прямым, однократно отраженным, двукратно отраженным лучами (рис. 7–9).

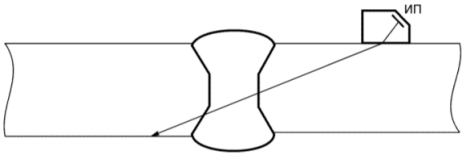


Рис. 7. Схема прозвучивания стыкового сварного соединения прямым лучом

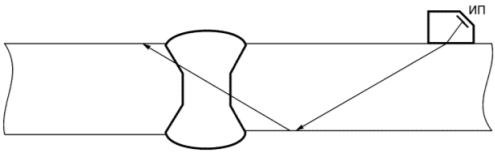


Рис. 8. Схема прозвучивания стыкового сварного соединения однократно отраженным лучом

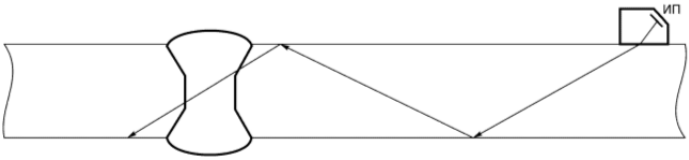


Рис. 9. Схема прозвучивания стыкового сварного соединения двукратно отраженным лучом

Допускается применять другие схемы прозвучивания, приведенные в технологической документации на контроль.

6.2.2. УЗК тавровых сварных соединений выполняют прямыми и наклонными преобразователями с использованием схем прозвучивания прямым и (или) однократно отраженным лучами (рис. 10–12).

Примечание. На рисунках символом обозначено направление прозвучивания наклонным ПЭП «от наблюдателя». При данных схемах аналогично выполняют прозвучивание и в направлении «к наблюдателю».

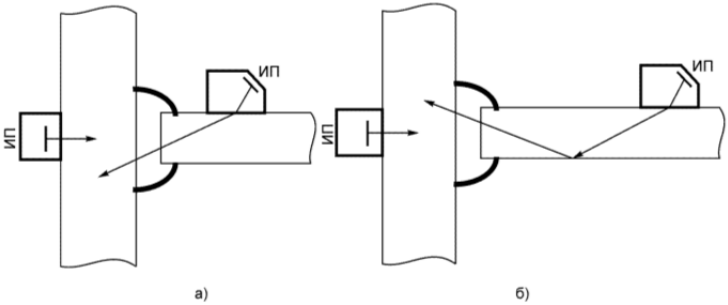


Рис. 10. Схемы прозвучивания таврового сварного соединения прямым (*а*) и однократно отраженным (*б*) лучами

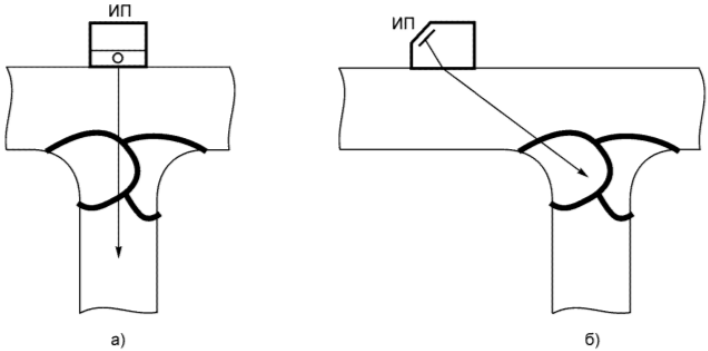


Рис. 11. Схемы прозвучивания таврового сварного соединения прямым лучом

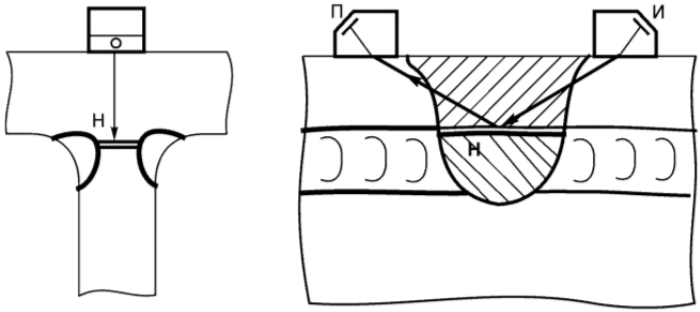


Рис. 12. Схема прозвучивания таврового сварного соединения наклонными преобразователями по раздельной схеме (Н – непровар)

Допускается применять другие схемы, приведенные в технологической документации на контроль.

6.2.3. УЗК угловых сварных соединений выполняют прямыми и наклонными преобразователями с использованием схем прозвучивания прямым и (или) однократно отраженным лучами (рис. 13–15).

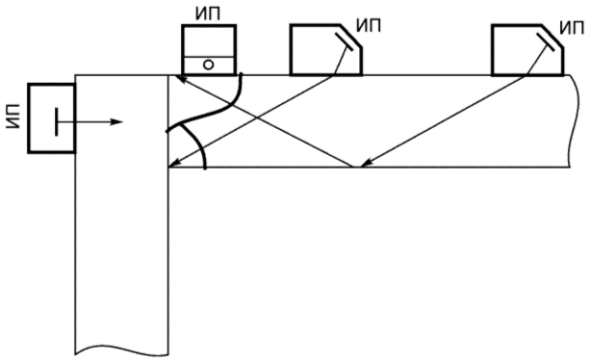


Рис. 13. Схема прозвучивания углового сварного соединения совмещенными наклонными и прямым преобразователями

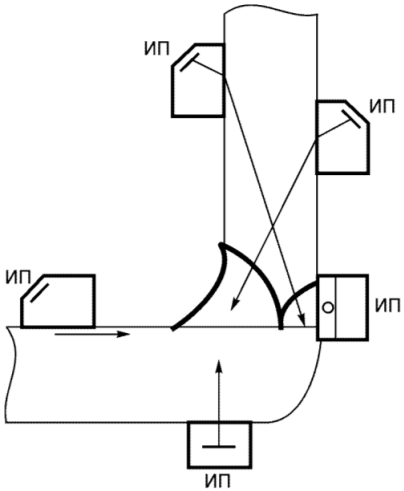


Рис. 14. Схема прозвучивания углового сварного соединения при двустороннем доступе совмещенными наклонными и прямым преобразователями, преобразователями подповерхностных (головных) волн

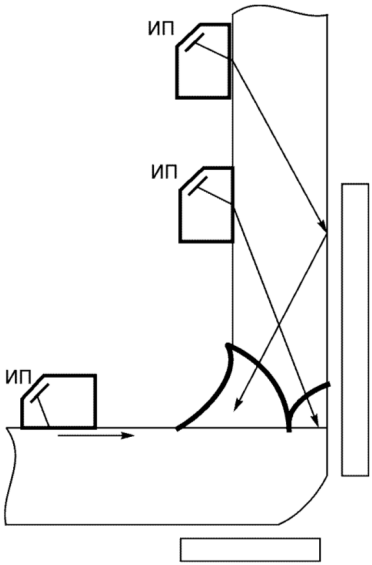


Рис. 15. Схема прозвучивания углового сварного соединения при одностороннем доступе совмещенными наклонными и прямым преобразователями, преобразователями подповерхностных (головных) волн

Допускается применять другие схемы, приведенные в технологической документации на контроль.

6.2.4. УЗК нахлесточных сварных соединений выполняют наклонными преобразователями с использованием схем прозвучивания, приведенных на рис. 16.

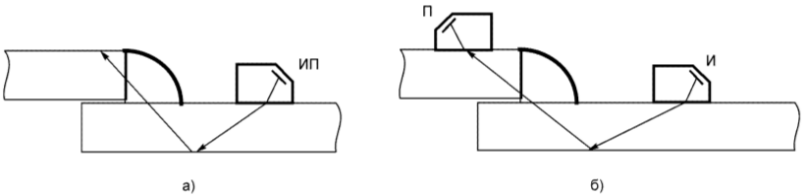


Рис. 16. Схема прозвучивания нахлесточного сварного соединения по совмещенной (*а*) или раздельной (*б*) схемам

6.2.5. УЗК сварных соединений с целью выявления поперечных трещин (в том числе в соединениях со снятым валиком шва) выполняют наклонными преобразователями с использованием схем прозвучивания, приведенных на рис. 13, 14, 17.

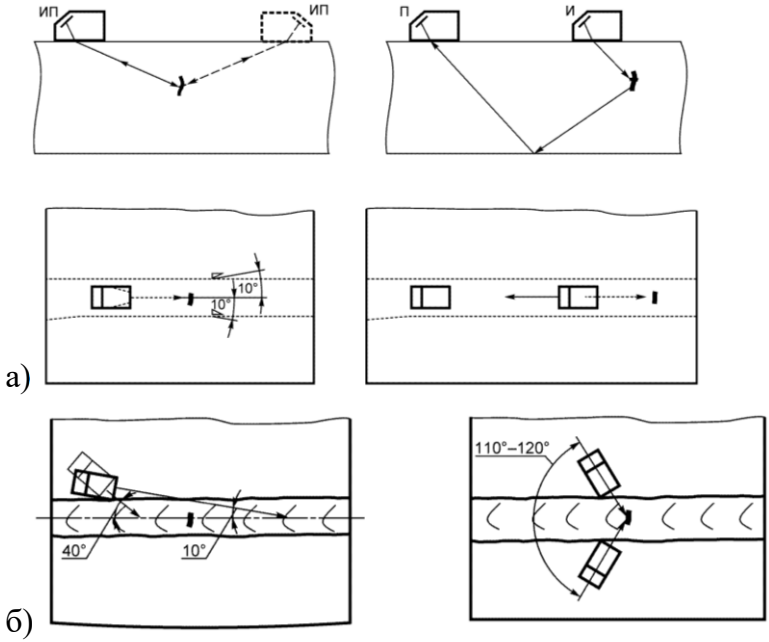


Рис. 17. Схема прозвучивания стыковых сварных соединений при контроле для поиска поперечных трещин: *а* – со снятым валиком шва; *б* – с неудаленным валиком шва

6.2.6. УЗК сварных соединений с целью выявления несплошностей, залегающих вблизи поверхности, по которой производится сканирование, выполняют продольными подповерхностными (головными) волнами или поверхностными волнами (например, рис. 14, 15).

6.2.7. УЗК стыковых сварных соединений в местах пересечений швов выполняют наклонными преобразователями с использованием схем прозвучивания, приведенных на рис. 18.

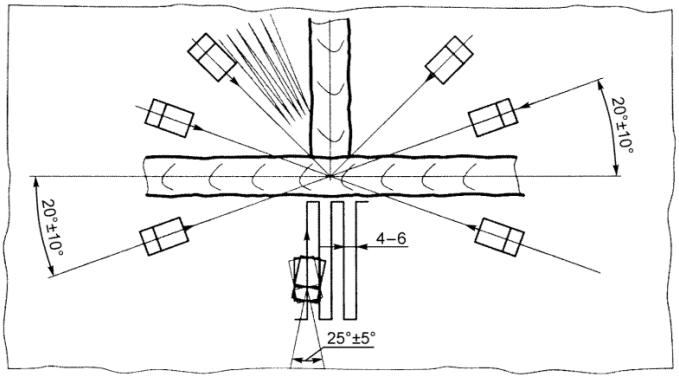


Рис. 18. Схемы прозвучивания мест пересечений стыковых сварных соединений

6.3. Способы сканирования

6.3.1. Сканирование сварного соединения выполняют по способу продольного и (или) поперечного перемещения преобразователя при постоянных или изменяющихся углах ввода и разворота луча. Способ сканирования, направление прозвучивания, поверхности, с которых ведется прозвучивание, должны быть установлены с учетом назначения и контролепригодности соединения в технологической документации на контроль.

6.3.2. При УЗК сварных соединений применяют способы поперечно-продольного (рис. 19) или продольно-поперечного (рис. 20) сканирования. Допускается также применять способ сканирования качающимся лучом (рис. 21).

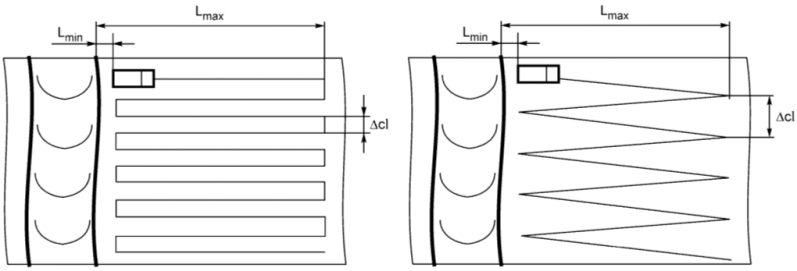


Рис. 19. Варианты способа поперечно-продольного сканирования

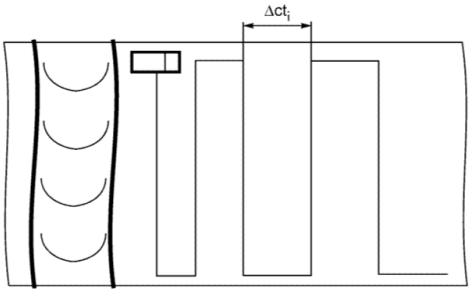


Рис. 20. Способ продольно-поперечного сканирования

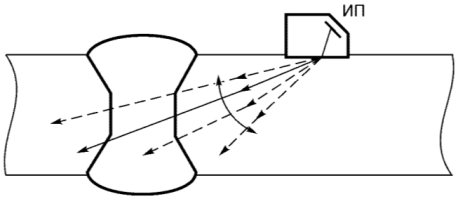


Рис. 21. Способ сканирования качающимся лучом

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Оформить табл. 8.1.
3. Составить схему эхо-импульсного способа контроля.
4. Составить схему эхо-зеркального способа контроля.
5. Составить схему прозвучивания стыкового сварного соединения прямым лучом.

Таблица 8.1

Средства контроля для УЗК сварных соединений

№ п/п	Средство контроля
1	
2	
3	
4	

Практическое задание 9
Диагностирование линейной части стальных газопроводов

Цель – получить практические навыки диагностирования магистральных газопроводов.

Нормативные документы:

- Постановление Госгортехнадзора РФ от 18.03.2003 № 9 «Об утверждении Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления»;
- СТО Газпром 2-2.3-095–2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов»;
- РД 12-411-01 «Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, провести анализ основных направлений диагностических работ МГ, способов технического диагностирования МГ, основных методов обследования и структурных элементов линейной части МГ.

Теоретическая часть

СТО Газпром 2-2.3-095–2007 (выборочно):

5. Системный подход к техническому диагностированию линейной части магистральных газопроводов

5.1. Диагностическое обслуживание МГ на этапе эксплуатации в соответствии с рис. 1 представляет взаимосвязанную систему трех компонентов: информационно-организационного (управление системой диагностического обслуживания, планирование и исполнение технического диагностирования МГ в соответствии с НД, информационное обеспечение в соответствии с регламентом), нормативно-методического (нормативное и методическое обеспечение технического диагностирования и оценки технического состояния МГ) и технической части (совокупность различных методов, способов, видов и средств НК, применяемых для контроля технического состояния МГ).

5.2. Техническое диагностирование (обследование) ЛЧ МГ разделяют на функциональное (плановое), специальное и тестовое диагностирование. Виды, методы и способы технического диагностирования, которые необходимо использовать при техническом диагностировании ЛЧ МГ, и рекомендации по их применению приведены в прил. А (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

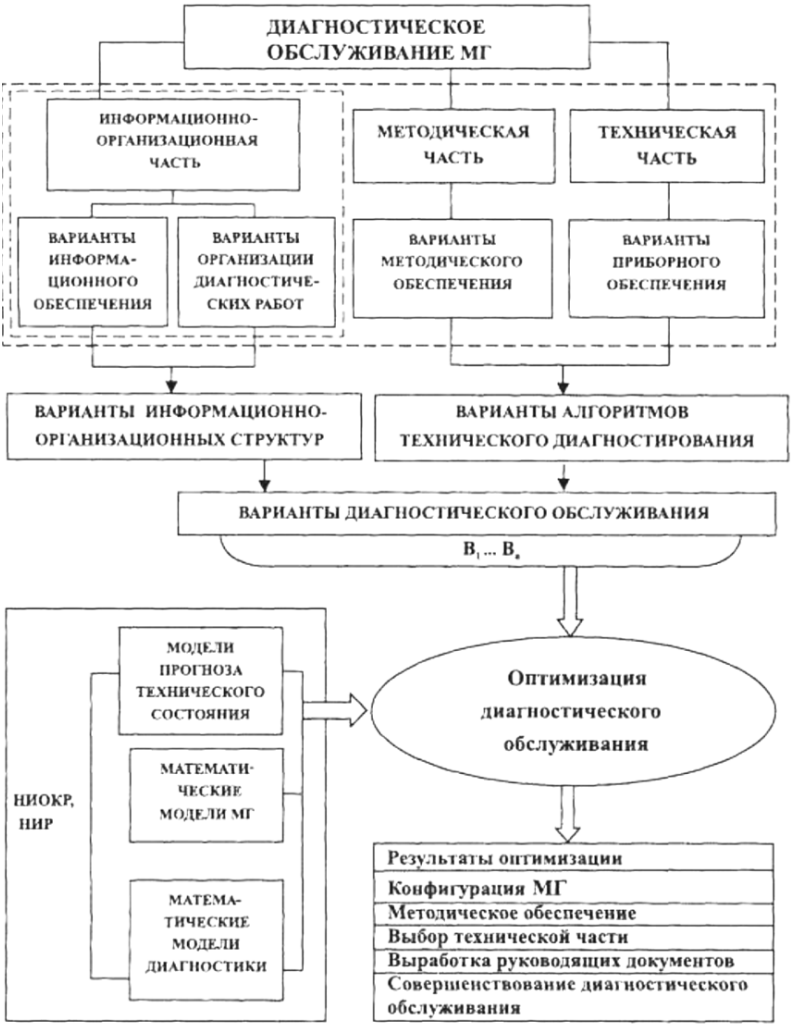


Рис. 1. Системный подход к организации диагностического обслуживания магистральных газопроводов

5.3. Комплекс диагностических работ, выполняемых при функциональном диагностировании, в соответствии со схемой, представленной на рис. 2, включает:

– обнаружение на внутренних и наружных поверхностях труб, включая сварные швы, нарушений сплошности металла (прожог, расслоение, неметаллическое включение, раковина, усталостная и стресс-коррозионная трещины, коррозионная язва, задир, канавка, царапина, плена, рванина, непровар), а также вмятин, гофр, смещений кромок и пр.;
– измерение (определение) геометрических параметров дефектов;
– выявление утечек газа;
– выявление нарушений ВРД 39-1.10-006-2000 и охранных зон МГ, определяемых по СНиП 2.05.06-85;
– обследование состояния средств ЭХЗ и их эффективности в соответствии с ГОСТ Р 51164;
– измерение механических напряжений (деформаций) и перемещений в соответствии с методическими рекомендациями участков газопроводов, находящихся в непроектном положении;
– обследование состояния трубопроводной арматуры в соответствии с методическими указаниями;
– определение технического состояния подводных переходов в соответствии с РД 51-3-96, переходов через автомобильные и железные дороги в соответствии с инструкцией и других структурных элементов ЛЧ МГ;
– определение состояния изоляционного покрытия и глубины заложения трубопровода в соответствии с ВРД 39-1.10-026-2001;
– определение возможностей прохождения очистных или измерительных внутритрубных снарядов и диагностических устройств в соответствии с РД-51-2-97;
– измерение толщины стенок труб и твердости металла;
– определение дефектов геометрии трубопровода;
– оценку состояния опор, креплений и других конструктивных элементов надземных переходов;
– оценку состояния узлов приема и запуска очистных устройств;
– наблюдение за динамикой условий эксплуатации, включая замеры давления, температуры продукта и окружающей среды.

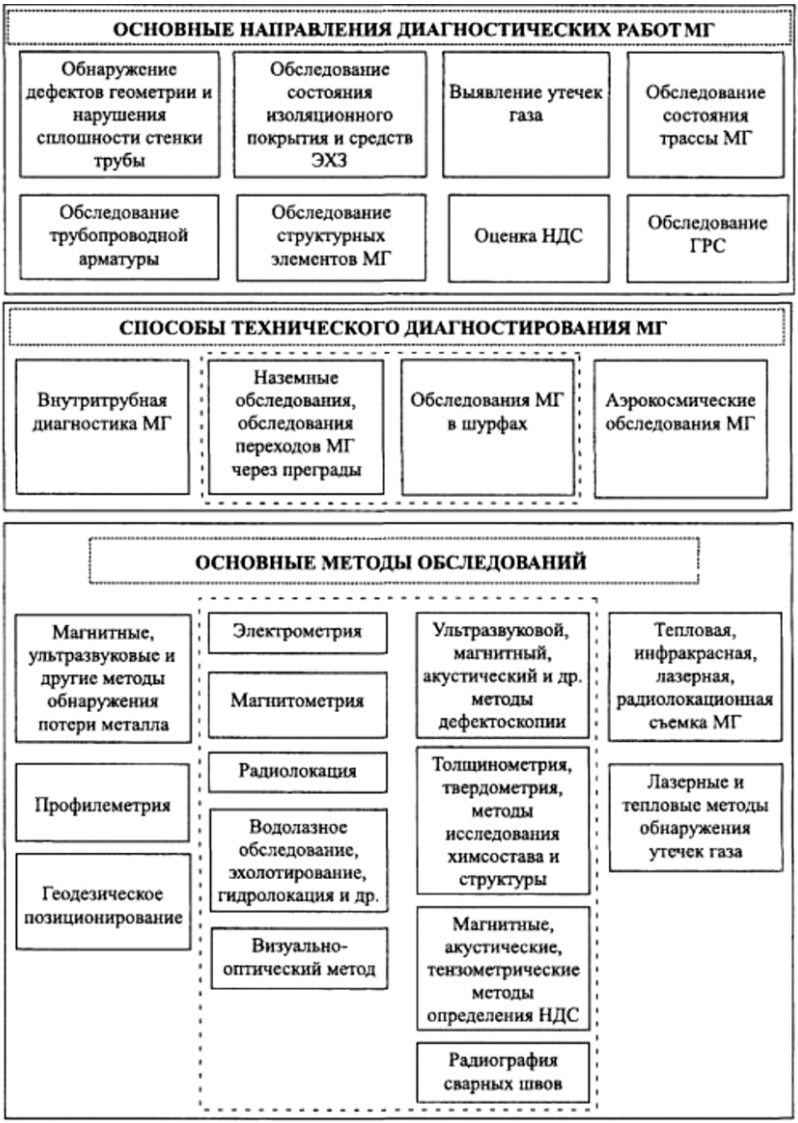


Рис. 2. Структурная схема комплекса диагностических работ на МГ

5.4. Специальные обследования включают: определение уровня грунтовых вод, ореолов оттаивания и промерзания грунта в полосе отвода и вокруг газопроводов, концентрации водородных ионов pH,

внешних нагрузок и воздействий; фиксацию перемещений грунтов, окружающих газопроводы и на прилегающих территориях; изменения других условий эксплуатации, а также экологической ситуации в зоне, окружающей контролируемые объекты.

5.5. Тестовое диагностирование объектов осуществляют при специально создаваемых контрольных нагрузках и воздействиях, отличающихся от эксплуатационных по величине и времени воздействия.

5.6. Техническое диагностирование ЛЧ МГ эксплуатирующие организации планируют с учетом предварительно выявленных потенциально опасных и особо ответственных и сложных для технического диагностирования структурных элементов ЛЧ МГ.

5.6.1. К потенциально опасным структурным элементам МГ относят участки МГ, характеризующиеся следующими признаками:

– участки примыкания к КС со стороны высокого давления;
– участки, расположенные на льдистых, вечномерзлых, слабонесущих грунтах;
– участки, расположенные на обводненных территориях (болота, поймы рек, ручьи, водотоки и др.);
– участки, проложенные в сейсмических районах;
– участки с опасными эндогенными и экзогенными процессами (оползень, пересеченная местность, тектонический разлом, карстообразование, эрозия и т. д.);
– участки со сложными геокриологическими условиями, на которых ожидаются пучение или осадка грунтов;
– участки, на которых имели место аварии, отказы и инциденты, и прилегающие к ним участки;
– участки, на которых имеются отклонения от проектных решений;
– участки, на которых значение защитного потенциала не соответствует ГОСТ Р 51164;
– участки, пересекаемые ЛЭП или близко к ним расположенные;
– участки, склонные к стресс-коррозии (в соответствии с инструкцией).

5.6.2. К особо ответственным и сложным для диагностирования структурным элементам ЛЧ МГ относят:

– участки, имеющие сложную конфигурацию в горизонтальной или вертикальной плоскости либо в обеих плоскостях одновременно;
– участки с высокой интенсивностью балластировки;

– участки пересечений МГ;
– подводные переходы;
– вантовые переходы;
– переходы через автомобильные и железные дороги;
– участки с трубопроводной арматурой;
– участки ЛЧ МГ, прилегающие к камерам приема-запуска очистных устройств и компенсаторам.

6. Схема технического диагностирования линейной части магистральных газопроводов

6.1. Техническое диагностирование ЛЧ МГ эксплуатирующие организации проводят в соответствии со схемой, представленной на рис. 3.

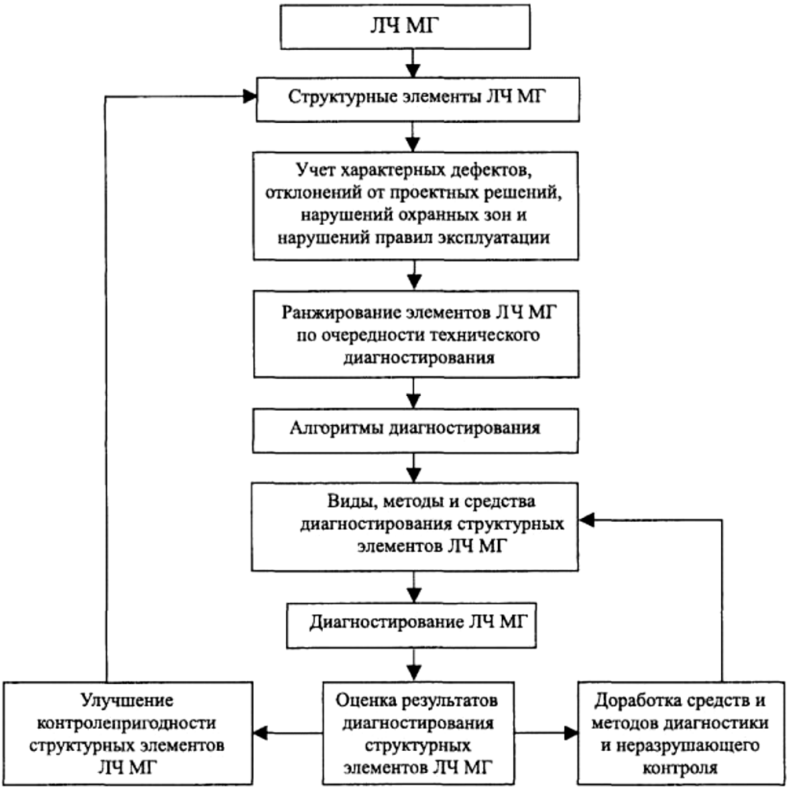


Рис. 3. Схема технического диагностирования ЛЧ МГ

6.2. Для учета конструктивных особенностей и условий эксплуатации, а также видов дефектов при составлении алгоритма диагностирования эксплуатирующие организации формируют перечень структурных элементов ЛЧ МГ в соответствии с рис. 4 и перечень характерных дефектов, отклонений от проектных решений, нарушений охранных зон в соответствии с рис. 5. Комплекс взаимодополняющих методов диагностирования структурных элементов ЛЧ МГ разрабатывают с учетом перечня характерных дефектов, отклонений от проектных решений, нарушений охранных зон в соответствии со СНиП 2.05.06-85 и правил эксплуатации ВРД 39-1.10-006-2000.

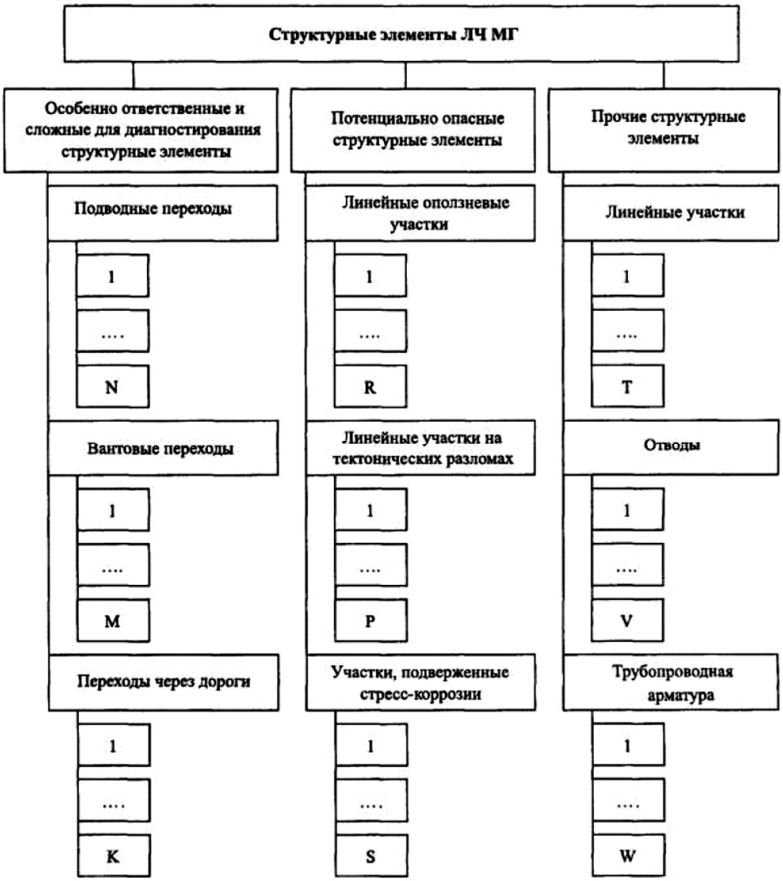


Рис. 4. Схема формирования структурных элементов ЛЧ МГ

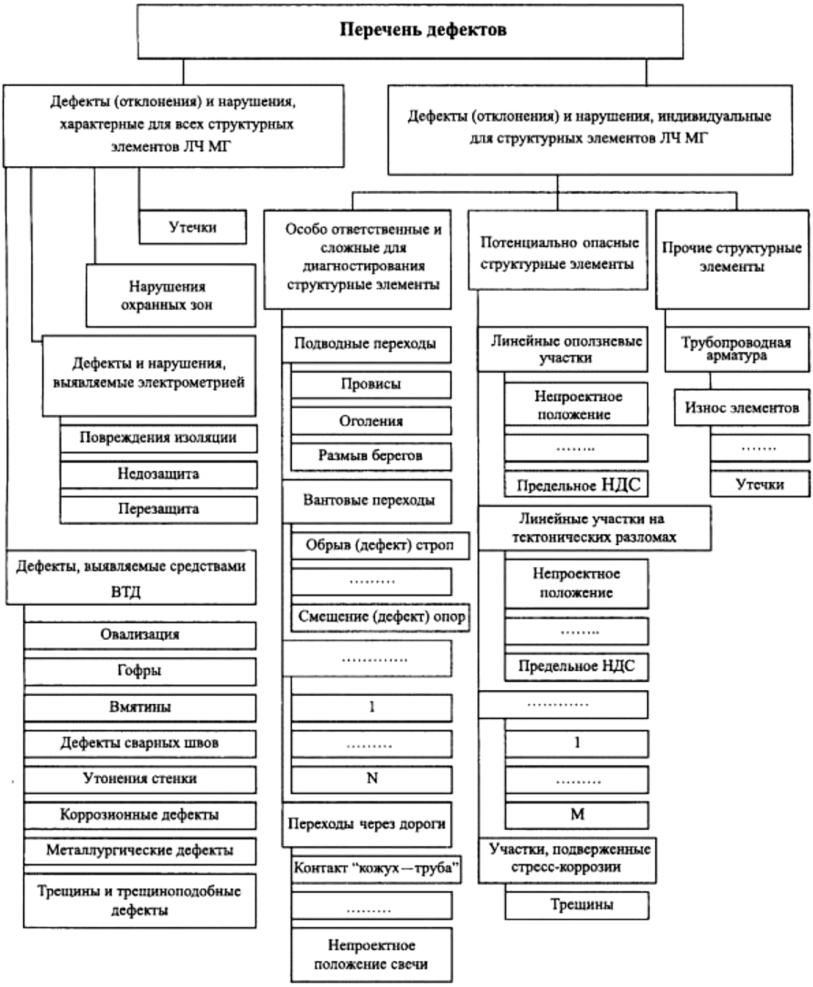


Рис. 5. Схема формирования перечня характерных дефектов, отклонений от проектных решений, нарушений охранных зон и нарушений правил эксплуатации МГ

6.3. На основании перечня структурных элементов ЛЧ МГ и перечня обнаруженных ранее характерных дефектов, отклонений от проектных решений, нарушений охранных зон и т. п. эксплуатирующая организация ранжирует структурные элементы ЛЧ МГ по очередности технического диагностирования в соответствии с критериями настоящего стандарта.

6.4. Эксплуатирующая организация проводит работы по обеспечению диагностирования ЛЧ МГ:

– проводит подготовку участков ЛЧ МГ к проведению ВТД;
– устанавливает постоянные маркеры по трассе с привязкой к системе спутниковой навигации, в том числе на потенциально опасных, особо ответственных участках и сложных структурных элементах;
– производит расчистку полосы газопровода и обеспечивает подъезды к трассе;
– обеспечивает установку и сохранность КИП и т. п.

6.5. В алгоритмах диагностирования структурных элементов ЛЧ МГ, не подготовленных к ВТД, в соответствии со схемой диагностического обслуживания, представленной на рис. 2, предусматривают проведение наиболее информативных методов обследования – электрометрических обследований в соответствии с СТО РД Газпром 39-1.10-088, а также магнитометрических обследований в соответствии с РД 102-008-2002.

6.6. Для структурных элементов ЛЧ МГ, подготовленных к ВТД, алгоритм диагностирования предусматривает проведение ВТД, а другие виды и методы диагностики в соответствии со схемой диагностического обслуживания, представленной на рис. 2, применяют с целью выявления дефектов, отклонений и нарушений, не выявляемых ВТД.

6.7. По результатам ВТД, электрометрических обследований, обследований с поверхности земли, обследований на наличие дефектов стресс-коррозии по факторам, способствующим образованию и росту дефектов стресс-коррозии, аэрокосмических обследований и др. обследований специализированные организации определяют места для инструментального обследования в шурфах. Эксплуатирующие организации проводят инструментальное обследование в шурфах для подтверждения наличия дефектов, а также установления их размеров с целью оценки погрешностей результатов определения размеров дефектов в предыдущих обследованиях.

6.8. С учетом специфики структурных элементов алгоритм диагностирования ЛЧ МГ может быть расширен, например, включением постоянного мониторинга утечек газа на особо ответственных

и сложных для диагностирования структурных элементах или мониторинга напряжений с применением интеллектуальных вставок на потенциально опасных структурных элементах.

6.9. При выборе мест установки интеллектуальных вставок и других средств мониторинга напряжений (деформаций) определяют наиболее нагруженные зоны потенциально опасных и особо ответственных и сложных для диагностирования структурных элементов ЛЧ МГ. Для их определения используют результаты натурной инструментальной съемки пространственного положения участка МГ с последующей оценкой НДС в соответствии с инструкцией, расчеты общего НДС (методом конечных элементов) и данные экспериментальных измерений напряжений.

6.10. Данные о напряжениях (деформациях) в газопроводе используют:

– для оценки работоспособности и запаса прочности структурного элемента ЛЧ МГ;
– анализа эффективности защитных мероприятий на потенциально опасных структурных элементах ЛЧ МГ;
– выбора метода ремонта ЛЧ МГ.

7. Организация диагностирования линейной части магистральных газопроводов

7.1. Организационная структура технического диагностирования ЛЧ МГ (в соответствии с рис. 6) базируется на централизованной системе управления и включает: Департамент по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром», эксплуатирующие организации, специализированные организации (ДОАО «Оргэнергогаз», ЗАО НПО «Спецнефтегаз» и др.) и научно-исследовательские и проектные институты (ООО «ВНИИГАЗ», ОАО «Гипрогазцентр» и др.).

7.2. Организационная структура технического диагностирования ЛЧ МГ определяет взаимодействие между ОАО «Газпром», эксплуатирующими организациями, научно-исследовательскими и проектными организациями и специализированными организациями.

Рис. 6. Организационная структура системы диагностического обслуживания ЛЧ МГ

7.3. ОАО «Газпром» осуществляет организационно-техническое обеспечение системы диагностического обслуживания ЛЧ МГ, включающее:

– формирование концепции целостности, стратегии диагностического обслуживания и планирования диагностических работ и программы развития системы технического диагностирования ЛЧ МГ;
– анализ технического состояния ЛЧ МГ на основе результатов технического диагностирования ЛЧ МГ и планирование управленческих решений по инвестициям в капитальный ремонт и реконструкцию ЛЧ МГ;

– координацию работ по обеспечению эксплуатационной надежности ЛЧ МГ;
– прием и анализ заявок на проведение технического диагностирования ЛЧ МГ;
– утверждение годового плана работ ОАО «Газпром» по техническому диагностированию ЛЧ МГ;
– обобщение и анализ информации по результатам технического диагностирования ЛЧ МГ;
– контроль за выполнением плана работ по техническому диагностированию ЛЧ МГ.

7.4. Научно-исследовательские и проектные организации осуществляют:
– научное обеспечение диагностических работ;
– подготовку НД по техническому диагностированию ЛЧ МГ;
– разработку НД по анализу результатов технического диагностирования ЛЧ МГ;
– анализ данных о техническом состоянии ЛЧ МГ, в том числе с использованием ССД «Инфотех»;
– выявление закономерностей в появлении дефектов и неисправностей на ЛЧ МГ;
– разработку рекомендаций по дальнейшей безопасной эксплуатации ЛЧ МГ;
– анализ перспектив развития технологий технического диагностирования ЛЧ МГ;
– прогноз технического состояния ЛЧ МГ.

7.5. Специализированная организация, ответственная за централизованную систему сбора, передачи, обработки и хранения данных о технологических объектах добычи, транспорта и подземного хранения газа ЕСГ (ССД «Инфотех»), осуществляет:
– развитие и ведение (поддержание в рабочем состоянии и наполнение сведениями о результатах ремонтов, инспекции и диагностике ЛЧ МГ) ССД «Инфотех» и организацию доступа к ней;
– разработку форм отчетности по структурным элементам ЛЧ МГ, которые должны содержать полную информацию обо всех работах, проводимых на них за весь период эксплуатации, и их фактическом техническом состоянии;

– формирование предложений для Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» по плану проведения технического диагностирования;
– составление годовых отчетных справок для Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» о техническом состоянии структурных элементов.

7.6. Специализированные организации, проводящие диагностирование структурных элементов ЛЧ МГ, осуществляют:
– поиск и апробацию новых методов и средств технического диагностирования;
– выполнение технического диагностирования ЛЧ МГ в соответствии с планом проведения диагностики трубопроводов и ГРС, а также по заявкам эксплуатирующих организаций;
– представление результатов диагностирования ЛЧ МГ эксплуатирующей организации, составление заключений о техническом состоянии обследованных структурных элементов ЛЧ МГ и выдачу рекомендаций об условиях их дальнейшей эксплуатации.

7.7. Эксплуатирующие организации осуществляют:
– формирование заявок на проведение технического диагностирования ЛЧ МГ;
– подготовку структурных элементов ЛЧ МГ к техническому диагностированию;
– обеспечение безопасного проведения работ при техническом диагностировании ЛЧ МГ;
– оперативный контроль за выполнением технического диагностирования ЛЧ МГ;
– проведение ремонтно-восстановительных работ и предоставление информации по результатам ремонта в ССД «Инфотех».

Постановление Госгортехнадзора РФ от 18.03.2003 № 9 «Об утверждении Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления» (выборочно):

5.3. Наружные газопроводы и сооружения

5.3.1. Природные газы, подаваемые потребителям, должны соответствовать требованиям государственного стандарта и (или) техническим условиям, утвержденным в установленном порядке. Интенсивность запаха газа (одоризация) должна обеспечиваться

газотранспортной организацией в конечных точках газораспределительной сети (у потребителя) в пределах 3–4 баллов. Пункты контроля, периодичность отбора проб, а также интенсивность запаха газа (одоризация) должны определяться газораспределительными организациями в соответствии с государственным стандартом определения интенсивности запаха газа с записью результатов проверки в журнале.

5.3.2. Величина давления и качество газа на выходе из газораспределительных станций (ГРС) должны поддерживаться на уровне номинальных, определенных проектом. Контроль давления газа в газопроводах поселений должен осуществляться измерением его не реже 1 раза в 12 мес. (в зимний период) в часы максимального потребления газа в точках, наиболее неблагополучных по режиму газоснабжения, устанавливаемых газораспределительной организацией. Газораспределительные организации должны обеспечивать нормативное давление газа у потребителя, при необходимости осуществляя телеметрический контроль давления газа после ГРС.

5.3.3. Проверка наличия влаги и конденсата в газопроводах, их удаление должны проводиться с периодичностью, исключающей возможность образования закупорок.

5.3.4. Установленные на газопроводах запорная арматура и компенсаторы должны подвергаться ежегодному техническому обслуживанию и при необходимости – ремонту. Сведения о техническом обслуживании заносятся в журнал, а о капитальном ремонте (замене) – в паспорт газопровода.

5.3.5. Действующие наружные газопроводы должны подвергаться периодическим обходам, приборному техническому обследованию, диагностике технического состояния, а также текущим и капитальным ремонтам с периодичностью, установленной настоящими Правилами.

5.3.6. При обходе надземных газопроводов должны выявляться утечки газа, перемещения газопроводов за пределы опор, наличие вибрации, сплющивания, недопустимого прогиба газопровода, просадки, изгиба и повреждения опор, состояние отключающих устройств и изолирующих фланцевых соединений, средств защиты от падения электропроводов, креплений и окраски газопроводов,

сохранность устройств электрохимической защиты и габаритных знаков на переходах в местах проезда автотранспорта. Обход должен производиться не реже 1 раза в 3 мес. Выявленные неисправности должны своевременно устраняться.

5.3.7. При обходе наземных газопроводов должны выявляться утечки газа на трассе газопровода, нарушения целостности откосов отсыпки и одерновки обвалования, состояние отключающих устройств и переходов в местах проезда автотранспорта. Обход должен производиться не реже 1 раза в 3 мес. Выявленные неисправности должны своевременно устраняться.

5.3.8. При обходе подземных газопроводов должны выявляться утечки газа на трассе газопровода по внешним признакам и приборами (отбор и анализ проб) на присутствие газа в колодцах и камерах инженерных подземных сооружений (коммуникаций), контрольных трубках, подвалах зданий, шахтах, коллекторах, подземных переходах, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода; уточняться сохранность настенных указателей, ориентиров сооружений и устройств электрохимической защиты; очищаться крышки газовых колодцев и коверов от снега, льда и загрязнений; выявляться пучения, просадки, оползни, обрушения и эрозии грунта, размывы газопровода паводковыми или дождевыми водами; контролироваться условия производства строительных работ, предусматривающие сохранность газопровода от повреждений.

5.3.9. При обходе трасс газопровода следует обращать внимание на состояние берегов оврагов, балок, ручьев, рек, располагаемых в районе прокладки трассы, и при обнаружении наличия эрозионных, оползневых и других явлений принимать меры, обеспечивающие сохранность газопровода. При появлении опасности нарушения сохранности засыпки траншеи и оснований газопровода, обвалования, верха земляной подушки опор и (или) основания фундаментов под опоры следует обеспечить выполнение компенсирующих мероприятий, обеспечивающих их устойчивость (укрепление, отвод поверхностных вод, изменение течения воды в водных преградах и другие). При недостаточности этих мер следует принимать решение с проектной организацией по дальнейшей эксплуатации газопровода или переносу (перекладке) газопровода.

5.3.10. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов должна устанавливаться в зависимости от их технического состояния, наличия и эффективности электрозащитных установок, категории газопровода по давлению; пучинистости, просадочности и степени набухания грунтов, горных подработок, сейсмичности района, времени года и других факторов, но не реже периодичности, приведенной в прил. 1 (в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

5.3.11. Обходчики наружных газопроводов должны иметь маршрутные карты с трассой газопроводов, схемой электрозащиты, местоположением газовых и других сооружений (коммуникаций), колодцев, подвалов зданий, подлежащих проверке на загазованность до 15 м по обе стороны от газопровода. Маршрутные карты должны ежегодно выверяться. До начала самостоятельной работы обходчики должны быть ознакомлены с трассой газопровода на местности.

5.3.12. При обнаружении загазованности сооружений на трассе газопровода или утечки газа по внешним признакам рабочие, проводящие обход, обязаны немедленно известить аварийно-диспетчерскую службу и до приезда бригады принять меры по предупреждению окружающих (жильцов дома, прохожих) о загазованности и недопустимости открытого огня, пользования электроприборами и необходимости проветривания помещений. Дополнительно должна быть организована проверка приборами и проветривание загазованных подвалов, цокольных и первых этажей зданий, колодцев и камер подземных сооружений (коммуникаций) на расстоянии до 50 м по обе стороны от газопровода.

5.3.13. Результаты обхода газопроводов должны отражаться в журнале. В случае выявления неисправностей или самовольного ведения работ в охранной зоне газопровода обходчики наружных газопроводов должны составлять рапорт руководству газораспределительной организации.

5.3.14. Руководитель организации, по территории которой газопровод проложен транзитом, должен обеспечить доступ персонала газораспределительной (эксплуатационной) организации для проведения обхода, технического обслуживания и ремонта газопровода, локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

5.3.15. Владельцы зданий обязаны обеспечить герметизацию вводов и выпусков инженерных коммуникаций в подвалы и технические подполья.

5.3.16. Наружные газопроводы подвергаются периодическому приборному обследованию, включающему: выявление мест повреждений изоляционного покрытия, утечек газа – для стальных газопроводов, выявление мест утечек газа – для полиэтиленовых. Периодическое приборное обследование технического состояния наружных газопроводов для определения мест повреждения изоляционных покрытий и наличия утечек газа должно проводиться не реже: 1 раза в 5 лет – для надземных и подземных, в том числе переходов через несудоходные водные преграды для стальных газопроводов, кроме смонтированных методом направленного бурения; 1 раза в 3 года – для переходов газопроводов через судоходные водные преграды, кроме смонтированных методом направленного бурения. Периодичность обследования подземных газопроводов на переходах через водные преграды, выполненные из полиэтилена методом направленного бурения, устанавливается эксплуатационной организацией. Газопроводы, требующие капитального ремонта или включенные в план на замену (перекладку), должны подвергаться приборному техническому обследованию не реже 1 раза в год.

5.3.17. Внеочередные приборные технические обследования стальных газопроводов должны проводиться при обнаружении разрыва сварных стыков, сквозных коррозионных повреждений, а также при перерывах в работе электрозащитных установок в течение года:

– более 1 мес. – в зонах опасного действия блуждающих токов;
– более 6 мес. – в остальных случаях, если защита газопровода не обеспечена другими установками.

Наличие коррозии и значение параметров изоляционного покрытия, характеризующих его защитные свойства, должны определяться во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации газопровода или смежных с ним сооружений. Проверка сварных стыков на вскрытых участках газопроводов неразрушающими методами должна проводиться в случае, если ранее на газопроводе были обнаружены их повреждения (разрывы).

5.3.18. В местах выявленных повреждений изоляционного покрытия, а также на участках, где использование приборов затруд-

нено индустриальными помехами, должны быть отрыты контрольные шурфы длиной не менее 1,5 м для визуального обследования. Количество шурфов в зонах индустриальных помех должно составлять не менее 1 на каждые 500 м распределительных газопроводов и на каждые 200 м газопроводов-вводов.

5.3.19. Бурение скважин с целью проверки герметичности (плотности) подземного газопровода или для обнаружения мест утечек газа должно производиться на расстоянии не менее 0,5 м от стенки газопровода через каждые 2 м глубиной не менее глубины промерзания грунта в зимнее время, в остальное время – на глубину укладки трубы.

5.3.20. Применение открытого огня для определения наличия газа в скважинах допускается не ближе 5 м от зданий и сооружений (колодцев) вдоль трасс газопроводов давлением до 0,3 МПа. Если газ в скважине не воспламеняется, проверка его наличия проводится приборами.

5.3.21. При использовании высокочувствительных приборов (газоискателей) с чувствительностью не ниже 0,001 % по объему для определения наличия газа глубина скважин может быть ограничена толщиной дорожного покрытия с целью их закладки вдоль оси газопровода.

5.3.22. Проверка плотности газопроводов на герметичность осуществляется в соответствии с требованиями настоящих Правил к проведению испытаний при приемке газопроводов в эксплуатацию.

5.3.23. Обследование подводных переходов газопроводов через судоходные водные преграды должно выполняться организацией, имеющей соответствующее оборудование и снаряжение. При этом уточняется местоположение газопровода относительно дна и наличие повреждений изоляционного покрытия по методике, утвержденной в установленном порядке. Проводится также определение целостности, взаиморасположения пригрузов на подводных переходах и в местах, где приняты меры против возможного всплытия газопроводов.

5.3.24. Обследование подводных переходов газопроводов через несудоходные водные преграды может выполняться эксплуатационной организацией по производственной инструкции (методике), утвержденной в установленном порядке.

5.3.25. Утечки газа на газопроводах, обнаруженные при приборном техническом обследовании, устраняются в аварийном порядке. Дефекты изоляционных покрытий, выявленные на газопроводах, расположенных в зонах опасного влияния блуждающих токов и на расстоянии менее 15 м от административных, общественных, бытовых и жилых зданий, должны устраняться в течение 1 мес., в остальных случаях – не позднее чем через 3 мес. после их обнаружения. После восстановления и ремонта изоляционного покрытия до наступления промерзания почвы должна быть проведена повторная проверка его состояния приборным методом.

5.3.26. По результатам приборного технического обследования должен составляться акт.

5.3.27. Производство работ в охранной зоне газопроводов должно осуществляться в соответствии с требованиями «Правил охраны газораспределительных сетей», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 № 878.

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Оформить табл. 9.1–9.5.
3. Составить схему «Организационная структура системы диагностического обслуживания линейной части МГ».

Таблица 9.1

Основные направления диагностических работ МГ

№ п/п	Направление диагностических работ МГ
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	

Таблица 9.2

Способы технического диагностирования МГ

№ п/п	Способ технического диагностирования МГ
1	
2	
3	
4	

Таблица 9.3

Основные методы обследований

№ п/п	Метод обследования
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	

Таблица 9.4

Структурные элементы линейной части МГ

№ п/п	Структурный элемент линейной части МГ
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	

Таблица 9.5

Правила безопасной эксплуатации наружных газопроводов

№ п/п	Правило безопасной эксплуатации наружных газопроводов

Практическое задание 10
Диагностирование вертикальных цилиндрических резервуаров

Цель – получить практические навыки диагностирования вертикальных цилиндрических резервуаров.

Нормативные документы:

- РД 08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
- ГОСТ Р 52910–2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».

Методические рекомендации по выполнению задания: изучить теоретическую часть, провести анализ основных требований и видов работ при диагностическом обследовании ВСР.

Теоретическая часть

РД 08-95-95 (выборочно):

Система технического диагностирования включает два уровня проведения работ:

– частичное техническое обследование резервуара с наружной стороны (без выведения его из эксплуатации);
– полное техническое обследование, требующее выведения резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации.

Допускается проведение полного обследования на одном резервуаре-представителе выборочно из группы одинаковых резервуаров, работающих в пределах расчетного срока службы, но не более 20 лет, в одинаковых условиях (одинаковые конструкции, примененные материалы, технология сооружения, продолжительность и условия эксплуатации); на остальных резервуарах этой группы проводится частичное обследование.

Возможно частичное обследование опорожненных резервуаров с внутренней стороны, если они снаружи покрыты изоляцией.

2. Требования к организации работ, исполнителям, средствам и объекту технического диагностирования

2.1. Организация проведения работ по техническому диагностированию возлагается на владельца резервуаров. Владелец резервуаров обязан представить всю необходимую техническую и технологическую документацию организации, выполняющей обследование.

2.2. Работы по техническому диагностированию выполняются организациями, для которых такой вид деятельности предусмотрен уставом, которые располагают необходимыми средствами технического диагностирования, нормативно-технической документацией на контроль и оценку конструкций, а также имеют обученных и аттестованных в установленном порядке специалистов.

2.3. Диагностирование и заключение о техническом состоянии и о возможности дальнейшей эксплуатации резервуаров, сооруженных не по типовым проектам или по импортным поставкам, а также резервуаров со сроками эксплуатации, превышающими 30 лет, и в других сложных случаях производятся специализированной организацией (прил. 1, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

2.4. Организации, выполняющие работы по техническому диагностированию резервуаров, должны иметь разрешение (лицензию) на проведение таких работ, получаемое в органах Госгортехнадзора России в установленном порядке (прил. 2, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

2.5. Специалисты по техническому диагностированию резервуаров должны быть аттестованы по этому виду работ организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России.

2.6. Специалисты по неразрушающему контролю могут выполнять при техническом диагностировании резервуаров только те виды работ, на которые они аттестованы в соответствии с Правилами аттестации специалистов неразрушающего контроля, утвержденными Госгортехнадзором России 18.08.92.

2.7. Аппаратура и средства, применяемые при техническом диагностировании резервуаров, должны позволять надежно выявлять недопустимые дефекты. Не допускается применение аппаратуры, подлежащей госповерке и не прошедшей ее.

2.7.1. При измерении геометрических параметров конструкций должны использоваться стандартные или специальные методы и средства измерения, позволяющие получить точность не менее ±1 мм. При определении толщин листовых конструкций и глубины коррозионных язв приборами или средствами линейных измерений точность должна быть не менее ±0,1 мм.

2.7.2. Определение механических свойств металла и сварных соединений должно проводиться в полном соответствии с требованиями стандартов на эти виды испытаний; оборудование и приборы должны пройти своевременно государственную проверку.

2.8. При полном техническом обследовании резервуара необходимо вывести его из эксплуатации, опорожнить, дегазировать и очистить. Работы по обследованию производятся с разрешения руководства предприятия – владельца резервуара после прохождения инструктажа по технике безопасности и противопожарной безопасности.

2.9. Ко всем конструктивным элементам резервуара, подлежащим обследованию, должен быть обеспечен свободный доступ. Наружные и внутренние поверхности элементов резервуара, подлежащие техническому диагностированию, должны быть очищены от загрязнений. Качество подготовки поверхностей определяется требованиями применяемого метода контроля. Уторный узел резервуара (угловое сварное соединение днища со стенкой) должен быть очищен с наружной стороны от грунта, снега и других загрязнений. Тепловая изоляция, препятствующая контролю технического состояния, должна быть частично или полностью (в случае необходимости) удалена.

2.10. На выполненные при техническом обследовании резервуаров работы организации, их проводившие, составляют первичную документацию (акты, протоколы, журналы, заключения и т. п.), на основании которой оформляют заключение о возможности или условиях дальнейшей эксплуатации резервуаров, необходимости их ремонтов или исключения из эксплуатации.

3. Алгоритм оценки технического состояния резервуаров

3.1. Техническое диагностирование резервуара производится по типовой программе.

3.1.1. На основе типовой программы на каждый резервуар (или группу резервуаров с одинаковыми сроками эксплуатации, работающих в одинаковых условиях) разрабатывается индивидуальная программа. При этом необходимо учитывать конкретные условия эксплуатации, имевшиеся ранее повреждения конструкций и выполненные работы по ремонту или реконструкции. Индивидуальные программы обследования резервуаров разрабатываются организацией, выполняющей обследование.

3.2. Техническое обследование резервуаров, перечисленных в п. 2.3, производится по специальной программе специализированной организацией.

3.3. Алгоритм оценки технического состояния резервуаров предусматривает содержание и последовательность этапов проведения работ в целях:

– установления возможности безопасной эксплуатации;
– определения остаточного ресурса безопасной эксплуатации в случае обнаружения дефектов или после исчерпания расчетного срока службы;
– разработки прогноза о возможности и условиях эксплуатации сверх расчетного срока службы, а также после аварии или повреждения отдельных конструктивных элементов.

Нормативный расчетный срок службы устанавливается автором проекта или заводом-изготовителем и указывается в нормативно-технической документации, паспорте или инструкции по эксплуатации.

При отсутствии указаний о величине нормативного расчетного срока он принимается равным 20 годам.

3.4. Алгоритм диагностирования резервуара определяется в зависимости от его технического состояния, длительности эксплуатации, вида хранимого продукта.

Первоочередному обследованию, как правило, должны подвергаться резервуары:

– находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии;
– изготовленные из кипящих сталей и сваренные электродами с меловой обмазкой;
– находящиеся в эксплуатации более 20 лет;

– в которых хранятся высококоррозионные по отношению к металлу несущих конструкций продукты.

Рекомендуемая структура алгоритма оценки технического состояния резервуара в пределах расчетного срока службы приведена в пп. 3.5 и 3.6.

3.5. Частичное наружное обследование проводится не реже одного раза в 5 лет и включает следующие этапы:

3.5.1. Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар (паспорт и др.); сбор информации о работе резервуара у обслуживающего персонала; особое внимание должно быть обращено на объемы и методы выполнения ремонтов и исправления дефектов, выявленных в период эксплуатации.

3.5.2. Анализ конструктивных особенностей резервуара и имеющейся информации по технологии изготовления, монтажа, ремонта или реконструкции; анализ условий эксплуатации; определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.

3.5.3. Составление программы обследования (технического диагностирования).

3.5.4. Натурное обследование резервуара:

– визуальный осмотр всех конструкций с наружной стороны;
– измерение толщины поясов стенки, выступающих окрайков днища и настила кровли;
– измерение геометрической формы стенки и нивелирование наружного контура днища;
– проверка состояния основания и отмостки.

3.5.5. Установление возможности эксплуатации резервуара с выдачей соответствующего заключения.

3.6. Полное обследование проводится не реже одного раза в 10 лет и включает следующие этапы:

3.6.1. Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар.

3.6.2. Анализ конструктивных особенностей резервуара; анализ условий эксплуатации; определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.

3.6.3. Составление программы обследования.

3.6.4. Натурное обследование резервуара:

– визуальный осмотр всех конструкций с внутренней и наружной сторон, в том числе визуальный осмотр понтона (плавающей крыши);
– измерение толщины поясов стенки, кровли, днища, понтона (плавающей крыши);
– измерение геометрической формы стенки и нивелирование днища;
– измерение расстояний между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;
– проверка состояния понтона (плавающей крыши);
– проверка состояния основания и отмостки.

3.6.5. Контроль ультразвуковым, рентгенографическим и другими методами дефектоскопии, необходимость и объем проведения которого устанавливается по результатам визуального осмотра.

3.6.6. Установление возможности эксплуатации резервуара с выдачей соответствующего заключения.

3.7. Рекомендуемая структура алгоритма оценки технического состояния резервуара, отработавшего расчетный срок службы:

3.7.1. Частичное обследование резервуара проводится не реже одного раза в 4 года и помимо этапов, перечисленных в пп. 3.5.1–3.5.5, включает в случае необходимости контроль неразрушающими методами дефектоскопии.

3.7.2. Полное обследование резервуара проводится не реже одного раза в 8 лет и помимо этапов, перечисленных в пп. 3.6.1–3.6.6, включает дополнительно следующие этапы:

– определение необходимости оценки механических свойств материала и его структуры (методами неразрушающего контроля или лабораторного исследования);
– оценка физико-механических свойств и структуры металла;
– выбор расчетных схем и оценка остаточного ресурса работы металла с учетом: скорости коррозии в местах уменьшения толщин элементов; изменения механических свойств металла или сварных соединений; объема и характера циклических нагружений; работы резервуара при отрицательных температурах (ниже 40 °С).

Оценка остаточного ресурса согласовывается со специализированной организацией.

3.7.3. Разработка прогноза о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации резервуара (в том числе периодичности и методах последующего контроля) с выдачей заключения.

3.8. При выявлении в результате обследования различных недопустимых дефектов производится определение объема и методов восстановительного ремонта резервуара с последующим контролем качества выполненных работ и гидравлическим испытанием. В случае экономической или технической нецелесообразности ремонта дается заключение об исключении резервуара из эксплуатации.

3.9. В случае отсутствия полного комплекта документации или обнаружения в процессе эксплуатации существенных дефектов в основном металле и сварных соединениях, недопустимых деформаций конструкций и т. п. частичные и полные обследования проводятся через более короткие периоды, устанавливаемые специализированной организацией (прил. 1, в данной работе не приводится. – *И.В. Дерябин*).

3.10. В основу оценки технического состояния резервуаров положены представления о возможных отказах, имеющих следующие причины:

– наличие в металле и сварных соединениях дефектов, возникших при изготовлении, монтаже, ремонте или эксплуатации, развитие которых может привести к разрушению элементов резервуара;
– изменения геометрических размеров и формы элементов (в результате пластической деформации, коррозионного износа и т. п.) по отношению к первоначальным, вызывающие превышение действующих в металле напряжений над расчетными;
– изменения структуры и механических свойств металла в процессе длительной эксплуатации, которые могут привести к снижению конструктивной прочности элементов резервуара (усталость при действии переменных и знакопеременных нагрузок, перегревы, действие чрезмерно высоких нагрузок и т. п.);
– нарушение герметичности листовых конструкций в результате коррозионных повреждений.

5. Натурное обследование резервуаров

5.1. Объем натурного обследования резервуара при частичном и полном обследовании изложен в пп. 3.5.4 и 3.6.4.

5.2. Визуальный осмотр конструкций производится в условиях достаточной освещенности с применением в случае необходимости луп с увеличением до ×10.

5.2.1. При визуальном осмотре обязательной проверке подлежат:

– состояние основного металла стенки, днища, настила и несущих элементов кровли;
– местные деформации, вмятины и выпучины;
– размещение патрубков на стенке резервуара по отношению к вертикальным и горизонтальным сварным соединениям в соответствии с требованиями проекта и норм;
– состояние сварных соединений конструкций резервуаров в соответствии с требованиями проектов, СНиП 3.03.01–87, стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных швов;
– состояние уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара.

5.2.2. Осмотр поверхности основного металла рекомендуется производить с наружной, а затем с внутренней стороны резервуара в такой последовательности:

– окрайки днища и нижняя часть первого пояса;
– наружная и внутренняя части первого и второго поясов, а затем третьего, четвертого поясов (с применением переносной лестницы);
– верхние пояса с применением подвесной люльки или с помощью оптических приборов (бинокль или подзорная труба);
– места переменного уровня нефтепродуктов;
– настил и несущие элементы кровли.

5.2.3. На осматриваемой поверхности основного металла, предварительно очищенной от грязи и нефтепродуктов, выявляется наличие коррозионных повреждений, царапин, задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, неметаллических включений, закатов и других дефектов. Все выявленные дефекты подлежат измерению по глубине залегания, протяженности и в масштабе наносятся на эскизы.

5.2.4. Коррозионные повреждения подлежат разграничению по их виду:

– на равномерную коррозию (когда сплошная коррозия охватывает всю поверхность металла);
– местную (при охвате отдельных участков поверхности);
– язвенную, точечную и пятнистую в виде отдельных точечных и пятнистых язвенных поражений, в том числе сквозных.

5.2.5. Глубину раковин, образовавшихся от коррозии, измеряют штангенциркулем или специальным приспособлением с индикатором часового типа.

5.2.6. По результатам осмотра отмечают участки коррозионных повреждений поверхности, на которых затем проводят измерения толщин ультразвуковым толщиномером.

5.2.7. Контроль сварных соединений посредством визуального осмотра производится на соответствие их требованиям проекта, СНиП 3.03.01–87, стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных швов.

5.2.8. Визуальному осмотру и измерению геометрических размеров сварных швов подлежат все сварные соединения четырех нижних поясов, включая уторный узел, и прилегающие к ним зоны основного металла на расстоянии не менее 20 мм, которые перед осмотром должны быть очищены от краски, грязи и нефтепродукта.

ГОСТ Р 52910–2008 (выборочно):

В зависимости от объема хранимого продукта резервуары подразделяются на четыре класса опасности:

- I – резервуары объемом более 50000 м^3;
- II – резервуары объемом от 20000 включительно до 50000 м^3 включительно, а также резервуары объемом от 10000 до 50000 м^3 включительно, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;
- III – резервуары объемом от 1000 и менее 20000 м^3;
- IV – резервуары объемом менее 1000 м^3.

Класс опасности должен учитываться при назначении:

– специальных требований к материалам, методам изготовления, объемам контроля качества;
– коэффициентов надежности по ответственности.

Типы резервуаров

По конструктивным особенностям вертикальные цилиндрические резервуары делятся на следующие типы:

– резервуар со стационарной крышей без понтона;

– резервуар со стационарной крышей с понтоном;

– резервуар с плавающей крышей.

Схемы резервуаров представлены на рис. 1.

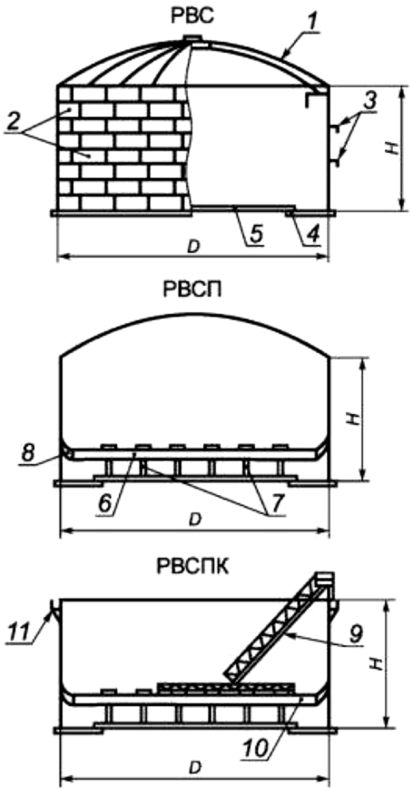


Рис. 1. Типы резервуаров: *1* – каркас крыши; *2* – пояса стенки; *3* – промежуточные кольца жесткости; *4* – кольцо окраек; *5* – центральная часть днища; *6* – понтон; *7* – опорные стойки; *8* – уплотняющий затвор; *9* – катучая лестница; *10* – плавающая крыша; *11* – верхнее кольцо жесткости (площадка обслуживания)

К основным несущим конструкциям резервуара относятся: стенка, включая врезки патрубков и люков, окрайка днища, бескаркасная крыша, каркас и опорное кольцо каркасной крыши, анкерное крепление стенки, кольца жесткости.

К ограждающим конструкциям резервуара относятся: центральная часть днища, настил стационарной крыши, плавающая крыша, понтон.

Алгоритм выполнения практического задания

1. Изучить теоретическую часть практического задания.
2. Оформить табл. 10.1—10.4.

Таблица 10.1

Классы резервуаров

Класс	Характеристика
I	
II	
III	
IV	

Таблица 10.2

Виды работ при частичном техническом обследовании ВСР

№ п/п	Вид

Таблица 10.3

Виды работ при полном техническом обследовании ВСР

№ п/п	Вид

Таблица 10.4

Основные требования при техническом диагностировании ВСР

Наименование требования	Характеристика требования
Требования к организации работ	
Требования к исполнителям работ	
Требования к средствам технического диагностирования	
Требования к объекту технического диагностирования	

Вопросы итогового контроля

1. Задачи и методы диагностирования оборудования.
2. Классификация дефектов оборудования газонефтепроводов и газонефтехранилищ.
3. Вибродиагностический метод контроля.
4. Дефекты прокатанного и кованого металла (производственно-технологические).
5. Дефекты, возникающие при различных видах обработки деталей.
6. Дефекты, возникающие при эксплуатации (эксплуатационные).
7. Ранжирование дефектов по степени опасности.
8. Основные факторы, влияющие на выбор методов дефектоскопического контроля.
9. Технические возможности методов дефектоскопического контроля.
10. Визуальный и измерительный контроль.
11. Радиографический контроль, ультразвуковой контроль.
12. Магнитопорошковый контроль.
13. Капиллярный контроль (цветная дефектоскопия).
14. Факторы развития вибродиагностики.
15. Вибрационное диагностирование объектов.
16. Колебания машин.
17. Относительные колебания валов.
18. Абсолютные колебания опор.
19. Общие требования к измерению вибрации.
20. Нефтяной насосный агрегат как объект диагностирования.
21. Периодический контроль и оценка интенсивности вибрации агрегата.
22. Оценка интенсивности вибрации насосного агрегата.
23. Неуравновешенность ротора.
24. Классификация и области применения магнитных методов контроля.
25. Намагничивание ферромагнитных материалов при магнитном контроле.
26. Ультразвуковой контроль.
27. Акустические колебания и волны.

28. Классификация методов контроля. Области применения.
29. Контроль и диагностика трубопроводов.
30. Очистные устройства для очистки внутренней полости трубопровода.
31. Внутритрубная диагностика.
32. Четырехуровневая система диагностирования.
33. Диагностика резервуаров.
34. Оценка состояния трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики.
35. Количественная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов.
36. Обработка, интерпретация и представление результатов обследования.
37. Особенности обследования и эксплуатации подводных переходов.
38. Порядок выполнения работ при наружном обследовании магистральных трубопроводов.
39. Определение планово-высотного положения подводного перехода.
40. Определение состояния изоляционного покрытия и работы станции катодной защиты.
41. Техническое диагностирование вертикальных стальных резервуаров.
42. Периодичность выполнения полных технических обследований вертикальных стальных резервуаров.
43. Периодичность выполнения частичных технических обследований вертикальных стальных резервуаров.
44. Акустические методы неразрушающего контроля.

Библиографический список

1. ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения : межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 26.12.89 № 4143 : взамен ГОСТ 20911–75 : дата введения 1991-01-01 : переиздание 2009-12-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-20911-89 (дата обращения: 02.10.2019).
2. ГОСТ 18353–79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов : межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 11 ноября 1979 года № 4245 : взамен ГОСТ 18353–73 : дата введения 1980-07-01 : переиздание 2004-12-26 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-18353-79 (дата обращения: 02.10.2019).
3. ГОСТ ИСО 10816-1–97. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие требования : межгосударственный стандарт : утвержден Постановлением Государственного комитета РФ по стандартизации, метрологии и сертификации от 17 сентября 1998 г. № 353 : введен впервые : дата введения 1999-07-01 : переиздание 2009-08-26 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-10816-1-97 (дата обращения: 02.10.2019).
4. ГОСТ ИСО 7919-1–2002. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Общие требования : межгосударственный стандарт : утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 апреля 2007 г. № 76-ст : введен впервые : дата введения 2007-11-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-7919-1-2002#text (дата обращения: 02.10.2019).
5. ГОСТ 18442–80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования : межгосударственный стандарт : утвержден Постановлением Государственного комитета СССР

по стандартам от 15 мая 1980 г. № 2135 : введен впервые : дата введения 1981-07-01 : переиздание 2004-12-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-18442-80 (дата обращения: 02.10.2019).

6. ГОСТ 28517–90. Контроль неразрушающий. Масс-спектрометрический метод течеискания. Общие требования : межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 11.04.90 № 863 : введен впервые : дата введения 1991-07-01 : переиздание 2005-08-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-28517-90 (дата обращения: 02.10.2019).
7. ГОСТ 7512–82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод : межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 20.12.82 № 4923 : взамен ГОСТ 7512–75 : дата введения 1984-01-01 : переиздание 2008-04-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-7512-82 (дата обращения: 02.10.2019).
8. ПБ 03-593-03. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов : утверждены Постановлением Госгортехнадзора РФ от 9 июня 2003 г. № 77 : введены впервые : дата введения 2003-06-21 // files.stroyinf.ru : библиотека нормативной документации. – URL: https://files.stroyinf.ru/Data1/39/39940/ (дата обращения: 03.10.2019).
9. ГОСТ Р 55612–2013. Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения : национальный стандарт РФ : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 сентября 2013 г. № 1029-ст : введен впервые : дата введения 2015-01-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-55612-2013 (дата обращения: 02.10.2019).
10. РД 12-411-01. Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов : утверждена Постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.07.01 № 28 : введена

впервые : дата введения 2001-09-15 // files.stroyinf.ru : библиотека нормативной документации. – URL: https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4294846/4294846743.htm (дата обращения: 03.10.2019).

11. РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов : утвержден Постановлением Госгортехнадзора РФ от 25.07.95 № 38 : введено впервые : дата введения 1995-09-01 // files.stroyinf.ru : библиотека нормативной документации. – URL: https://files.stroyinf.ru/cgi-bin/ecat/ecat.fcgi (дата обращения: 03.10.2019).
12. РД 153-112-017–97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров : согласована Госгортехнадзором РФ, письмо 10-03/538 от 23.12.96 : утверждена заместителем министра топлива и энергетики РФ Е.С. Морозовым : введена взамен РД 112 РСФСР-029-90 : дата введения 1997-07-0 // files.stroyinf.ru : библиотека нормативной документации. – URL: https://files.stroyinf.ru/cgi-bin/ecat/ecat.fcgi (дата обращения: 03.10.2019).
13. ГОСТ 10816-3–2002. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 3 : межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 апреля 2007 г. № 78-ст : введен впервые : дата введения 2007-11-01: переиздание 2008-05-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-10816-3-2002 (дата обращения: 02.10.2019).
14. ПБ 03-440-02. Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля : утверждены Постановлением Госгортехнадзора РФ от 23 января 2002 г. № 3 : введены впервые : дата введения 2002-04-17 // files.stroyinf.ru : библиотека нормативной документации. – URL: https://files.stroyinf.ru/cgi-bin/ecat/ecat.fcgi (дата обращения: 03.10.2019).
15. ГОСТ Р 56512–2015. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы : национальный стандарт РФ : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулиро-

ванию и метрологии от 6 июля 2015 г. № 875-ст : введен впервые : дата введения 2016-06-01 // files.stroyinf.ru : библиотека нормативной документации. – URL: https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293762/4293762306.pdf (дата обращения: 02.10.2019).

16. ГОСТ Р 55724–2013. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые : национальный стандарт РФ : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 8 ноября 2013 г. № 1410-ст. : введен впервые : дата введения 2015-07-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-55724-2013 (дата обращения: 02.10.2019).
17. ПБ 12-599-03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления : утверждены Постановлением Госгортехнадзора РФ от 18.03.2003 № 9 : введены впервые : дата введения 2003-05-29 // files.stroyinf.ru : библиотека нормативной документации. – URL: https://files.stroyinf.ru/cgi-bin/ecat/ecat.fcgi (дата обращения: 02.10.2019).
18. СТО Газпром 2-2.3-095–2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов : утверждены ОАО «Газпром» 2006-12-29 : введены взамен Положения по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ : дата введения 2007-08-28 // ГОСТинформ : справочник государственных стандартов. – URL: https://gostinform.ru/proizvodstvenno-otraslevye-standarty/sto-gazprom-2-2-3-095-2007-obj55825.html (дата обращения: 03.10.2019).
19. ГОСТ Р 52910–2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия : национальный стандарт РФ : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25 марта 2008 г. № 57-ст : введен впервые : дата введения 2009-01-01 // ГОСТ Эксперт : единая база ГОСТов РФ. – URL: http://gostexpert.ru/gost/gost-52910-2008 (дата обращения: 02.10.2019).