

УДК 621.6(075.8)

ББК 39.76я73

КТК 267

К70

Авторы:

Коршак Алексей Анатольевич — доктор технических наук, главный научный сотрудник ООО «НИИ Транснефть», профессор;
Байкова Ляля Ридовна — кандидат технических наук, доцент кафедры Гидрогазодинамики трубопроводных систем и гидромашин Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Рецензенты:

И. Ф. Кантемиров — доктор технических наук, генеральный директор ЗАО «ТЭК-Сервис»;
С. И. Челомбитко — доктор технических наук, профессор кафедры «Машины и оборудование промыслов» Тюменского индустриального университета.

Коршак А. А.

К70 Диагностика газонефтепроводов : учеб. пособие / А. А. Коршак, Л. Р. Байкова — Ростов н/Д : Феникс, 2020. — 428 с. : ил. — (Высшее образование).

ISBN 978-5-222-27851-2

Система магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов (МН) ПАО «Транснефть» является самой протяженной в мире. Не имеет аналогов также система магистральных газопроводов (МГ) ПАО «Газпром». Но обе системы изношены. Работоспособность «пожилых» объектов МН и МГ в дальнейшем можно обеспечить только путем ремонта, для управления которым необходимы специалисты в области диагностики.

В книге рассмотрены основные понятия, физические основы и методы диагностики трубопроводов, насосного и газоперекачивающего оборудования, резервуаров, запорно-регулирующей арматуры, технологических и вспомогательных трубопроводов.

Книга рассчитана на широкий круг читателей: студентов вузов (направление «Нефтегазовое дело») и средних специальных учебных заведений, работников нефтяной и газовой промышленности, а также всех, кто интересуется нефтегазовым делом.

УДК 621.6(075.8)

ББК 39.76я73

ISBN 978-5-222-27851-2

© Коллектив авторов, 2019

© Оформление: ООО «Феникс», 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	5
Введение	7
Глава 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ	9
1.1. Основные понятия, цели и задачи технической диагностики	9
1.2. Нормативная база технической диагностики магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов	11
1.3. Термины и определения, используемые при диагностировании объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов	13
Глава 2. МЕТОДЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ	21
2.1. Классификация методов технической диагностики....	21
2.2. Физические методы диагностики.....	24
2.3. Параметрические методы	53
Глава 3. ДИАГНОСТИКА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ	72
3.1. Цели и методы диагностики линейной части трубопроводов.....	72
3.2. Опрессовка трубопроводов	72
3.3. Наружное обследование трубопроводов	78
3.4. Внутритрубная диагностика магистральных трубопроводов.....	100
Глава 4. ДИАГНОСТИКА НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	180
4.1. Цели и методы диагностики насосных агрегатов.....	180
4.2. Диагностика насосных агрегатов в целом.....	180
4.3. Параметрическая диагностика насосных агрегатов... ..	202
4.4. Диагностика корпусов насосов	221
4.5. Диагностика рабочих колес	226
4.6. Диагностика валов.....	227
4.7. Диагностика подшипников и подшипниковых узлов.....	234
4.8. Диагностика торцовых уплотнений насосов	235
4.9. Диагностика муфт	241

Глава 5. ДИАГНОСТИКА РЕЗЕРВУАРОВ	244
5.1. Задачи диагностики резервуаров	244
5.2. Методы и содержание диагностического обследования резервуаров.....	245
5.3. Организация работ по техническому диагностированию резервуаров	279
5.4. Расчет остаточного ресурса резервуаров до образования макротрещины.....	288
Глава 6. ДИАГНОСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ	290
6.1. Общие положения	290
6.2. Методы контроля внутристанционных трубопроводов.....	291
6.3. Основания для выполнения диагностических работ...	295
6.4. Объемы диагностики технологических трубопроводов.....	296
6.5. Расчет остаточного ресурса технологических трубопроводов.....	305
Глава 7. ДИАГНОСТИКА ГАЗОПРОВОДОВ	307
7.1. Особенности диагностики линейной части МГ	309
7.2. Диагностика газоперекачивающих агрегатов	324
7.3. Диагностика газораспределительных сетей.....	336
7.4. Контроль состояния особых участков газопроводов...	351
Глава 8. ДИАГНОСТИКА АРМАТУРЫ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ	382
8.1. Контроль герметичности задвижек	382
8.2. Контроль герметичности обратных клапанов	387
8.3. Контроль наличия дефектов в арматуре нефте- и нефтепродуктопроводов	390
8.4. Проверочный расчет арматуры трубопроводов	411
8.5. Диагностика крановых узлов газопроводов.....	414
Приложение	419
Литература	427
Об авторах	429

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное издание призвано помочь в подготовке бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Актуальность учебного пособия вызвана традиционной нехваткой учебной литературы, связанной непосредственно с транспортировкой и хранением углеводородов. Будущий инженер должен видеть конкретные приложения общих глав теории надежности и технической диагностики к своему профилю. Этот курс является обязательным для профилей, связанных с транспортом и хранением углеводородов, поскольку вопросы организации надежного транспорта в той или иной мере затрагивают всю технологическую цепочку нефтегазовой отрасли.

Профильная часть учебного плана носит вариативный характер, поэтому названия дисциплин, связанных с этим тематическим блоком, могут отличаться от кафедры к кафедре. Используются термины «диагностика», «мониторинг», «контроль»; «нефтегазопроводы», «газонефтепроводы», «оборудование (объекты) транспортировки (и хранения) нефти и газа» и т.д. Основная цель каждой из этих дисциплин — изучение физических основ диагностики трубопроводов, насосно-компрессорного оборудования, методов и средств контактной и бесконтактной диагностики, технологии производства диагностических работ, получение знаний в области надежности техногенных систем, анализа и прогноза их технического состояния.

Мы постарались привести в учебном пособии самые востребованные и универсальные тематические модули, освоение которых позволит достичь образовательных целей, воспитать профессиональную ответственность.

Главы 1 и 2 посвящены основным положениям и методам технической диагностики. Эти общетехнические главы важны с методической точки зрения, поскольку устанавливают междисциплинарные связи с ранее изученными разделами физики, математики, а также с курсами «Основы технической диагностики» и «Теория надежности». Материал, изложенный в них, призван сформировать в первую очередь следующую профессиональную компетенцию: «использовать основные законы естественно-

научных дисциплин в профессиональной деятельности, применять методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования» (ПК-2). В дальнейшем материал учебного пособия структурирован не по методам диагностики, а по объектам (в свою очередь, внутри каждого специального блока материал изложен по методам диагностики). Специальные разделы диагностики в нефтегазотранспорте изложены в главах 3–8: диагностика линейной части нефтепроводов, диагностика насосного оборудования, резервуаров, нефтеперекачивающих и компрессорных станций, диагностика газопроводов и их арматуры. Приводятся таблицы, блок-схемы, примеры расчетов. В результате освоения этих глав у студентов сформируются следующие профессиональные компетенции:

- осуществлять и корректировать технологические процессы при изготовлении, ремонте и эксплуатации транспортных машин и оборудования (ПК-7);
- эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции транспортных схем (ПК-8);
- оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов (ПК-9).

Данному предмету отводится в среднем 108 часов, из них лекциям – не более 22, а основная часть времени — практическим занятиям. В данном пособии студент найдет дополнение к концентрированному лекционному материалу, который можно применить на практике, а также материал для выполнения заданий в рамках самостоятельной работы, которую предложит кафедра в рамках данного курса.

ВВЕДЕНИЕ

Система магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов (МН) ПАО «Транснефть» является самой протяженной в мире. Однако начало ее формирования приходится на середину прошлого века, поэтому полностью отработали нормативный срок службы более 45% линейной части МН, свыше 64% резервуаров, более 69% задвижек и магистральных насосов.

Не имеет аналогов в мире система магистральных газопроводов (МГ) ПАО «Газпром». Но она также не нова.

Между тем эти объекты достаточно успешно работают, что позволяет сделать по крайней мере два вывода: во-первых, их нормативный срок службы когда-то был назначен весьма приближенно; во-вторых, работоспособность «пожилых» объектов МН и МГ в дальнейшем можно обеспечить только путем ремонта.

В условиях ограниченных финансовых ресурсов решить указанную задачу, используя систему планово-предупредительных ремонтов, невозможно. Работоспособность объектов магистральных газонефтепроводов может быть обеспечена только на основе ремонтов по фактическому состоянию. Это состояние позволяет установить своевременное диагностирование.

Планомерное диагностирование состояния трубопроводов и оборудования позволяет:

- предупредить их аварии и отказы;
- прогнозировать техническое состояние объектов магистральных трубопроводов и их ресурс;
- объективно оценивать степень безопасности эксплуатации объектов МГ и МН;
- повысить эффективность использования средств, направляемых на ремонт.

В первой главе данного пособия даны основные понятия и определения технической диагностики, сформулированы цели и задачи диагностирования объектов магистральных газонефтепроводов, рассмотрена нормативная база, а также основные понятия диагностики.

Во второй главе пособия дана квалификация методов технической диагностики, применяемых для контроля технического состояния объектов МГ и МН.

В последующих главах рассмотрены процедуры диагностирования магистральных газонефтепроводов, в том числе линейной части, резервуаров, насосных агрегатов, технологических и вспомогательных трубопроводов, а также запорной арматуры.

Глава 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Термин «диагностика» происходит от греческого слова *diagnostikos* — способность распознавать.

Многолетний опыт эксплуатации нефтеперекачивающих станций показывает, что оптимизация их работы в целом с одновременным решением проблем энергосбережения невозможна без организации и использования службы диагностики оборудования, призванной оценивать и прогнозировать техническое состояние агрегатов в процессе их эксплуатации. Для изучения основных вопросов диагностирования оборудования НПС необходимо рассмотреть базовые понятия данной дисциплины, а также выделить ее цели и задачи.

1.1. Основные понятия, цели и задачи технической диагностики

В соответствии с ГОСТ 20911–89 «Техническая диагностика. Термины и определения» установлены следующие термины и понятия в области диагностирования и контроля технического состояния объектов.

Объект технического диагностирования — это изделие и его составные части, подлежащие диагностированию (контролю).

Техническая диагностика (диагностика) — область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объекта.

Техническое диагностирование (диагностирование) — процедуры определения технического состояния объекта.

Задачами технического диагностирования являются:

- контроль технического состояния;
- поиск места и определение причин отказа или неисправности;
- прогнозирование технического состояния.

Контроль технического состояния — проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из видов технического состояния в данный момент времени.

Термин «техническое диагностирование» применяется, когда решаемые задачи равнозначны или основной задачей являются поиск места и определение причин отказа (неисправности).

Термин «контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей является определение технического состояния. Оно может быть исправным или неисправным, работоспособным или неработоспособным и предельным.

Согласно ГОСТ 27.002–2015 «Надежность в технике. Термины и определения» устанавливаются следующие понятия в области определения состояния объекта.

Работоспособное состояние (работоспособность) — состояние оборудования, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и/или конструкторской (проектной) документации.

Неработоспособное состояние (неработоспособность) — состояние, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и/или конструкторской (проектной) документации.

Исправное состояние (исправность) — состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и/или конструкторской (проектной) документации.

Неисправное состояние — состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической документации.

Отказ — событие, заключающееся в нарушении работоспособности.

Проверка работоспособности при диагностировании является менее полной, чем проверка исправности, т.к. может оставлять обнаруженными скрытые дефекты. Таким образом, находясь в работоспособном состоянии, объект может быть неисправным по причине наличия одного или нескольких дефектов, которые в момент оценки технического состояния не были выявлены или не влияют на

выполнение заданных функций в соответствии с конструкторской (проектной) документацией.

Применительно к технической диагностике оборудования нефтеперекачивающих станций можно выделить следующие основные задачи диагностирования:

- контроль и оценка технического состояния объекта с целью установления соответствия этого состояния требованиям нормативно-технической и конструкторской (проектной) документации, определение исправности и работоспособности агрегатов, узлов и элементов оборудования на данный момент эксплуатации;
- предотвращение отказов оборудования и аварийных ситуаций на НПС;
- поиск мест дефектов, неисправностей и повреждений оборудования, определение причин их возникновения;
- составление рекомендаций по выбору методов, способов и средств восстановления работоспособности, определения сроков по проведению ремонтно-восстановительных работ;
- контроль качества проведения монтажных и ремонтных работ;
- прогноз дальнейшего изменения технического состояния исследуемого объекта, оценка остаточного ресурса оборудования.

1.2. Нормативная база технической диагностики магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов

Техническая диагностика любых объектов в целом и оборудования НПС в частности базируется прежде всего на выполнении требований государственных стандартов, определяющих основные понятия и положения проведения диагностических обследований и контроля технического состояния. Это в первую очередь:

- ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения;
- ГОСТ 27.002–2015. Надежность в технике. Термины и определения;

- ГОСТ 25275–82. Приборы для измерения вибрации вращающихся машин. Общие технические требования;
- ГОСТ Р 56542–2015. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов;
- РД 03–606–03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю;
- ГОСТ Р 55612–2013. Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения;
- ГОСТ 24522–80. Контроль неразрушающий капиллярный. Термины и определения;
- ГОСТ Р 55724–2013. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые;
- ГОСТ 24507–80. Контроль неразрушающий. Поковки из черных и цветных металлов. Методы ультразвуковой дефектоскопии;
- ГОСТ Р 55809–2013. Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерений основных параметров;
- ГОСТ 20426–82. Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения;
- ГОСТ 7512–82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод;
- ГОСТ 8233–56. Сталь. Эталоны микроструктуры.

Кроме того, при проведении диагностических работ конкретного объекта нефтегазотранспортной системы следует выполнять требования руководящих документов (РД), разработанных головными научно-исследовательскими центрами соответствующей отрасли.

В трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов такими документами являются:

- РД 39–0147103–342–89. Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов. — Уфа: ВНИИСПТНефть, 1989;
- РД–75.200.00–КТН–119–16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС;
- РД–23.040.00–КТН–186–15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техниче-

ское диагностирование и гидроиспытания технологических трубопроводов. Методика выполнения;

- РД–19.100.00–КТН–036–13. Правила технической диагностики и освидетельствования механо-технологического оборудования. Методики технического диагностирования механо-технологического оборудования.

1.3. Термины и определения, используемые при диагностировании объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

Основные термины и определения, используемые в данном учебном пособии, соответствуют ГОСТ 27.002–2015 «Надежность в технике. Термины и определения». Кроме того, применяются специальные термины и определения, используемые в нормативных документах ПАО «Транснефть».

Таблица 1.1

Термины и определения ПАО «Транснефть»

Акустико-эмиссионный метод контроля	Метод неразрушающего контроля, основанный на анализе параметров упругих волн, излучаемых объектом контроля
Аномалия	Дефект, для которого по данным ВИП не удалось однозначно установить тип
Аттестация МН	Документальное подтверждение на основе результатов испытаний, измерений, расчетов допустимых параметров работы и анализа эксплуатационной документации МН, возможности обеспечивать безопасность и надежность его эксплуатации при нормативных нагрузках и воздействиях, соответствия требованиям нормативно-технической и проектной документации
Визуальный и измерительный метод контроля	Метод неразрушающего контроля, при котором первичная информация воспринимается органами зрения непосредственно или с использованием оптических приборов, не являющихся контрольно-измерительными (например, с помощью лупы), а измерения осуществляются средствами измерения геометрических величин

Продолжение табл. 1.1

Включение	Неметаллические частицы в металле шва
Вмятина	Местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси нефтепровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия
Внутри-трубная диагностика (ВТД) МН	Комплекс работ, охватывающий получение информации о дефектах и особенностях трубопровода с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, определение на основе этой информации наличия и характера дефектов, определение безопасных режимов эксплуатации трубопровода или необходимости его ремонта с точной локализацией мест проведения
Внутри-трубный инспекционный прибор (ВИП)	Устройство, перемещаемое внутри нефтепровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах стенки нефтепровода и сварных швов и их местоположении в трубопроводе
Гофр	Уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси нефтепровода
Дефект	Каждое отдельное несоответствие нормативным документам: стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительные, конструктивные детали и приварные элементы, не соответствующие нормативным документам
Дефект первоочередного ремонта (ПОР)	Дефект, представляющий повышенную опасность для целостности нефтепровода при его эксплуатации и подлежащий ремонту в первую очередь для восстановления нормативной несущей способности трубы
Дефект, подлежащий ремонту (ДПР)	Дефекты труб, соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, параметры которых не соответствуют требованиям СНиП, ГОСТ, ВСН и других нормативных документов.

Продолжение табл. 1.1

Дефект, примыкающий к сварному шву	Дефект, у которого минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы в районе дефекта
Дефекты сварного шва	Выявленные методами визуально-измерительного, ультразвукового, радиографического, магнитографического контроля и внутритрубной диагностикой нарушения целостности, сплошности и геометрических параметров сварного шва, типы и величины которых установлены нормативными документами
Дефект стенки трубопровода	Локальное уменьшение толщины или нарушение сплошности металла стенки трубопровода
Дефектоскопия	Совокупность мероприятий по обнаружению поверхностных и внутренних дефектов в изделиях
Дефекты геометрии трубы	Дефекты, связанные с изменением формы трубы
Дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК)	Контроль, проводимый неразрушающими методами с целью уточнения типа и параметров дефекта, обнаруженного ВИП, и выявления возможных дополнительных дефектов
Закат	Поверхностный дефект металла трубы, образовавшийся при прокатке
Запасовка	Процесс ввода ВИП в камеру пуска в положение, необходимое для дальнейшего его движения по трубопроводу
Запасовочное устройство	Устройство, предназначенное для ввода ВИП в камеру пуска
Капиллярный метод контроля	Метод неразрушающего контроля качества, использующий возможности проникновения специальных жидкостей в несплошности на поверхности объекта контроля с целью их обнаружения
Контролепригодность	Свойство трубопровода, характеризующее его пригодность к проведению диагностирования заданными средствами диагностирования

Продолжение табл. 1.1

Контроль технического состояния	Проверка соответствия значений параметров арматуры требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния (исправное, работоспособное, неисправное и т. п.) в данный момент времени
Коррозионный дефект потери металла (потери металла)	Локальное уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозионного повреждения
Линейная часть магистрального нефтепровода	Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами, и сооружений, входящих в состав нефтепровода
Локатор, локаторный приемник	Наземный переносной прибор, предназначенный для обнаружения в трубопроводе ВИП (оснащенных трансмиттерами и локаторными блоками) по их сигналам
Магнитопорошковый метод контроля	Метод контроля качества, использующий для выявления дефектов металлических изделий притяжение частиц магнитного порошка силами неоднородных магнитных полей, возникающих на поверхности изделия при наличии в нем поверхностных и подповерхностных дефектов
Маркерный передатчик	Наземный передатчик, устанавливаемый в маркерных пунктах и предназначенный для передачи сигналов локаторному блоку ВИП при прохождении последнего через точку нахождения маркерного пункта
Маркерный пункт	Заранее выбранная точка на поверхности земли над осью трубопровода, служащая для установки маркерных передатчиков и имеющая характерную особенность или отметку, позволяющую отыскать ее на местности. Служит для точной привязки к местности данных внутритрубной диагностики
Межаттестационный период	Период времени между двумя последовательными аттестациями

Продолжение табл. 1.1

Наземная маркерная система (НМС)	Устройство, устанавливаемое на маркерных пунктах для передачи сигналов внутритрубному инспекционному снаряду (ВИП) с целью точной привязки диагностических данных по трассе нефтепровода
Наружное диагностирование трубопровода	Техническое диагностирование, проводимое с наружной поверхности трубопровода без введения оборудования в полость трубопровода
Непровар	Отсутствие сплошной металлической связи между свариваемыми поверхностями основного металла
Неразрушающий контроль	Контроль, при котором не должна быть нарушена пригодность технических устройств, зданий и сооружений к применению и эксплуатации
Номинальный диаметр трубопровода	Номинальный наружный диаметр трубы, соответствующий нормативному документу на ее изготовление
Нормативные нагрузки	Внутренние и внешние нагрузки, соответствующие нормам и правилам проектирования и эксплуатации трубопроводов
Несущая способность трубопровода	Максимальное внутреннее давление, которое может выдержать трубопровод без разрушений и отказов при нормативных нагрузках
Окрайка	Часть днища резервуара, состоящая из крайних листов увеличенной толщины, сваренных встык, на которую опирается стенка
Остаточный ресурс	Суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние
Отпотина	Локальная утечка продукта через нарушение сплошности металла или сварного соединения
Оценка работоспособности магистрального нефтепровода	Оценка состояния нефтепровода на соответствие значений всех параметров его работы требованиям нормативных документов и/или проекту на нефтепровод

Продолжение табл. 1.1

Плена	Поверхностный дефект металла трубы металлургического происхождения
Полная техническая диагностика резервуара	Техническая диагностика резервуара, требующая выведения резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации
Пора	Полость округлой формы в металле шва
Прогнозируемая цикличность нагружения нефтепровода	Совокупность расчетных данных о нагруженности магистрального нефтепровода внутренним давлением с учетом величины и количества циклов его изменения, полученная путем экстраполяции соответствующих результатов за 3 последних года эксплуатации трубопровода
Проектное давление	Давление, определяемое для каждой трубной секции по эпюре давлений с учетом гидравлического уклона и высотного положения секции и НПС
Профилемер	Внутритрубный инспекционный прибор, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения трубопровода (выявление дефектов геометрии), выявления отводов трубопровода и определения их местоположения
Работоспособное состояние	Состояние изделия, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативно-технической документации
Рабочее давление	Давление на выходе нефтеперекачивающей станции (НПС), установленное в соответствии с технологическим режимом эксплуатации трубопровода
Расслоение	Внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлениях, разделяющее металл стенки трубы на слои. Внутренний дефект металла трубы технологического происхождения
Риска	Механическое повреждение стенки трубы (риска, царапина, задир, продир, поверхностная вмятина) в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованное перемещающимся по поверхности трубы твердым телом

Продолжение табл. 1.1

Скребок-калибр	Внутритрубное устройство, предназначенное для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода, определяемой перед запуском очистных скребков или внутритрубных инспекционных приборов
Смещение кромок	Несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных труб (для поперечного сварного шва) и листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях
Снаряд-дефектоскоп	Инспекционный снаряд, предназначенный для определения наличия и измерения параметров дефектов и особенностей стенки трубопровода и сварных швов
Средство технического диагностирования (контроля технического состояния)	Аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (контроль)
Срок безопасной (гарантированной) работы нефтепровода	Период работы нефтепровода, в течение которого при допустимом рабочем давлении, нормативных внутренних и внешних нагрузках гарантируется его безотказная работа без аварий и инцидентов
Срок службы	Период эксплуатации объекта при допустимом давлении до наступления предельного состояния
Сужение	Уменьшение проходного сечения трубы длиной $1,5$ номинального наружного диаметра трубы D_n и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности
Техническое состояние	Состояние оборудования и сооружений, которое характеризуется в определенный момент времени и при определенных условиях внешней среды значениями его параметров, установленных технической документацией на объект
Технологический участок	Участок магистрального нефтепровода между двумя соседними НПС с резервуарными парками

Окончание табл. 1.1

Трассоискатель	Наземный переносной прибор, предназначенный для обнаружения места расположения и глубины залегания подземного трубопровода и определения оси трубы
Трещина	Дефект в виде разрыва (несплошности) металла, геометрия которого определяется двумя размерами (протяженность, глубина)
Уторный узел	Узел сопряжения низа первого пояса стенки резервуара с его днищем (окрайкой днища)
Цикличность нагрузки трубопровода	Количество включений всех насосных агрегатов участка (технологических переключений) и величина перепадов внутреннего давления при этих включениях за полный календарный год
Частичная техническая диагностика резервуара	Техническая диагностика резервуара с наружной стороны, проводящаяся без выведения его из эксплуатации

Контрольные вопросы и задания

1. Чем диагностика отличается от технической диагностики?
2. Что понимается под техническим состоянием объекта?
3. Дайте определения терминам, используемым при диагностировании.

Глава 2. МЕТОДЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Опыт эксплуатации оборудования НПС и использование существующих методов контроля его состояния показывают, что необходимо использовать различные виды диагностики на остановленном, вскрытом и работающем оборудовании. Классификацию методов диагностики можно проводить по целому ряду исходных критериев, однако в целом все существующие методы технического диагностирования подразделяются на две основные группы: физические и параметрические. Такое подразделение обусловлено природой контролируемых параметров. Следует отметить, что некоторые методы для контроля технического состояния конкретного агрегата, узла или элемента оборудования в зависимости от решаемой задачи могут классифицироваться и как физические, и как параметрические (например, вибродиагностика, по мнению ряда авторов, характеризует как изменение физических характеристик, так и изменение параметров динамических процессов).

2.1. Классификация методов технической диагностики

В соответствии с ГОСТ Р 56542–2015 установлена классификация видов и методов неразрушающего контроля, в основу которой положен физический процесс с момента взаимодействия физического поля или вещества с контролируемым объектом до получения первичной информации.

В зависимости от физических явлений, положенных в основу диагностирования, различают следующие виды неразрушающего контроля: акустический, виброакустический, вихретоковый, магнитный, оптический, проникающими веществами, радиационный, радиоволновой, тепловой, электрический. Методы каждого вида неразрушающего контроля классифицируются по следующим признакам:

- а) характеру взаимодействия физических полей или веществ с контролируемым объектом;
- б) первичным информативным параметрам;
- в) способам получения первичной информации.

Кроме перечисленных способов, одним из наиболее распространенных является визуальный и измерительный контроль. Применение этого метода регламентируется РД 03-606-03.

Классификация методов неразрушающего контроля приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Классификация методов неразрушающего контроля

Вид контроля	Классификационные признаки		
	По характеру взаимодействия физических полей с контролируемым объектом	По первичному информативному параметру	По способу получения первичной информации
1	2	3	4
Магнитный	Магнитный	Коэрцитивной силы Намагниченности Остаточной индукции Магнитной проницаемости Напряженности Эффекта Баркгаузена	Магнитопорошковый Индукционный Феррозондовый Эффекта Холла Магнитографический Пондеромоторный Магниторезисторный
Электрический	Электрический Трибоэлектрический Термоэлектрический	Электропотенциальный Емкостный	Электростатический порошковый Электропараметрический Электроискровой Рекомбинационного излучения Экзоэлектронной эмиссии Шумовой Контактной разности потенциалов

Продолжение табл. 2.1

1	2	3	4
Вихре-токовый	Прошедшего излучения Отраженного излучения	Амплитудный Фазовый Частотный Спектральный Многочастотный	Трансформаторный Параметрический
Радиоволновой	Прошедшего излучения Отраженного излучения Рассеянного излучения Резонансный	Амплитудный Фазовый Частотный Временной Поляризационный Геометрический	Детекторный (диодный) Болометрический Термисторный Интерференционный Голографический Жидких кристаллов Термобумаг Термолюминофоров Фотоуправляемых полупроводниковых пластин Калориметрический
Тепловой	Тепловой контактный Конвективный Собственного излучения	Термометрический Теплометрический	Пирометрический Жидких кристаллов Термокрасок Термобумаг Термолюминофоров Термозависимых параметров Оптический интерференционный Калориметрический
Оптический	Прошедшего излучения Отраженного излучения Рассеянного излучения Индукцированного излучения	Амплитудный Фазовый Временной Частотный Поляризационный Геометрический Спектральный	Интерференционный Нефелометрический Голографический Рефрактометрический Рефлексометрический Визуально-оптический

Окончание табл. 2.1

1	2	3	4
Радиационный	Прошедшего излучения Рассеянного излучения Активационного анализа Характеристического излучения Автоэмиссионный	Плотности потока энергии Спектральный	Сцинтилляционный Ионизационный Вторичных электронов Радиографический Радиоскопический
Акустический	Прошедшего излучения Отраженного излучения (эхо-метод) Резонансный Импедансный Свободных колебаний Акустико-эмиссионный	Амплитудный Фазовый Временной Частотный Спектральный	Пьезоэлектрический Электромагнитно-акустический Микрофонный Порошковый
Виброакустический	Механические колебания — движение точки или механической системы, при котором происходят колебания характеризующих его скалярных величин	Статистические параметры колебательного процесса (механических колебаний)	Пьезоэлектрический Электромагнитно-акустический

2.2. Физические методы диагностики

Данные методы базируются на фиксации изменений физических характеристик объекта или материала, которые являются следствием его эксплуатации. К этим характеристикам можно отнести нагрев, напряженно-деформированное состо-

вание, электрические поля, шумы и др. Физические методы принято называть **методами неразрушающего контроля**. Эти методы подразделяют на активные и пассивные, а также на методы контроля в нерабочем и рабочем состояниях.

К *активным методам* неразрушающего контроля относят методы, в которых измеряется изменение физического поля (ультразвуковая дефектоскопия, магнитный контроль, радиографический, капиллярный методы, метод вихревых токов, визуально-оптический метод).

К *пассивным методам* относятся те, в которых используются свойства физического поля, возбуждаемого самим контролируемым объектом. К пассивным относятся: тепловизионный, виброакустический методы, метод акустической эмиссии.

Активные (или локальные) методы позволяют обнаружить дефект лишь на ограниченной площади, а пассивные (или интегральные) могут оценить состояние всего крупногабаритного агрегата в целом.

Физические методы контроля объектов в их рабочих состояниях обеспечивают выявление недопустимых износов и повреждений в сопряженных подвижных деталях механизмов (подшипниках, кривошипных узлах).

Использование методов неразрушающего контроля в нерабочем состоянии диагностируемого объекта позволяет определить скрытые механические повреждения и дефекты в отдельных деталях.

Надежная эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций предусматривает широкое применение методов и средств неразрушающего контроля для своевременного выявления опасных дефектов и неисправностей, которые могут стать причиной разрушения элементов оборудования и аварийных ситуаций на объекте.

Для контроля технического состояния объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов используются в основном следующие методы: магнитный, ультразвуковой, радиационный, вихретоковый, капиллярный, визуально-оптический, тепловизионный, виброакустический.

Рассмотрим кратко физическую сущность, основные преимущества и недостатки каждого из вышеперечисленных методов.

2.2.1. Радиационные методы

В основе радиационных методов контроля лежит явление ионизирующего излучения в форме рентгеновских лучей и гамма-излучения.

Рентгеновское и гамма-излучение обладают большей энергией по сравнению со световой. Этим объясняется их гораздо более высокая проникающая способность. При прохождении изделия рентгеновскими и гамма-лучами часть их энергии рассеивается. Величина этого рассеивания зависит от качества, плотности и толщины изделия. Регистрация интенсивности проникающего излучения, прошедшего через изделие на специальную пленку, лежит в основе радиационного контроля.

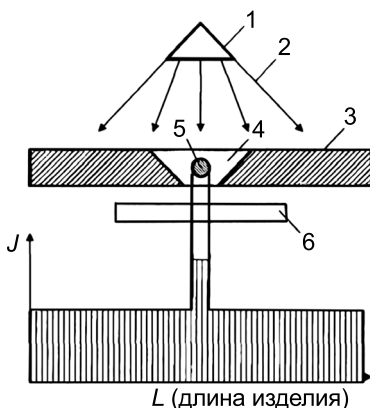


Рис. 2.1. Схема просвечивания сварного соединения:
 1 — источник излучения; 2 — рентгеновские или гамма-лучи;
 3 — контролируемое изделие; 4 — сварной шов; 5 — дефект
 в сварном шве; 6 — рентгеновская пленка; J — интенсивность
 излучения

Для обнаружения дефектов применяются различные виды ионизирующих излучений: рентгеновское, гамма-излучение, бета-излучение, нейтронное. Последние два вида используются достаточно редко.

Рентгенографический метод обеспечивает выявление дефектов, протяженность которых составляет 1–2% от толщины просвечиваемого изделия. Для стали максимальная просвечиваемая толщина составляет 2–7 см.

Гаммаграфический метод позволяет выявить дефекты, протяженность которых составляет 2–4% от толщины изделия, которое подвержено просвечиванию. Для стальных изделий наибольшая толщина данного способа просвечивания составляет 6–12 см.

При выполнении радиографического метода контроля используют схему просвечивания, изображенную на рис. 2.1.

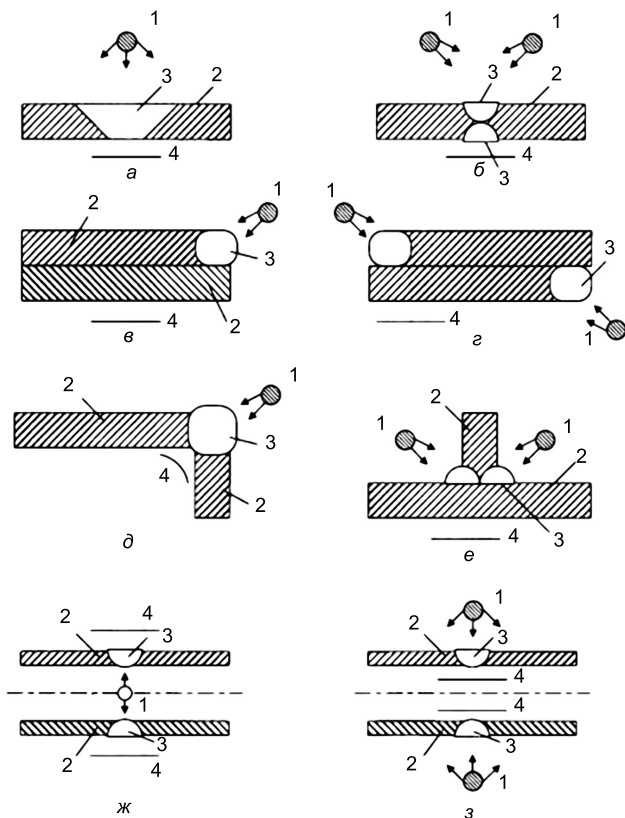


Рис. 2.2. Схемы просвечивания при радиографическом контроле:
а, б — стыковые соединения плоских элементов;
в, г — нахлесточные соединения; *д* — угловое соединение;
е — тавровый шов; *ж, з* — кольцевые швы; *1* — источник излучения; *2* — объект контроля; *3* — сварной шов; *4* — пленка

Излучение 2, идущее от источника 1, проходит через сварное соединение изделия 3. Если изделие имеет дефект 5, то интенсивность излучения, проходящего через пленку 6, будет различной в нормальной и дефектной зонах. В зоне расположения дефекта в силу более высокой проходимости лучей интенсивность потемнения пленки будет более высокой.

Для обеспечения оптимального выявления дефектов в зависимости от расположения контролируемой зоны применяют следующие схемы просвечивания для стыковых швов плоских элементов, нахлестных соединений, угловых соединений, тавровых и кольцевых швов (рис. 2.2).

Радиографический контроль сварных соединений выполняется в соответствии с ГОСТ 7512–82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод».

2.2.2. Магнитные методы

Особенностью магнитных методов является то, что контролю подвергаются только изделия, выполненные из ферромагнитных материалов. При изучении методов магнитного контроля следует помнить о том, что относительная магнитная проницаемость представляет собой отношение величины магнитного поля, создаваемого током в намагниченной среде, к величине магнитного поля, создаваемого тем же током в вакууме. В связи с этим материалы по значению магнитной проницаемости делятся на ферромагнитные (например, железо, сталь), магнитная проницаемость которых равна 10^4 или более, диамагнитные (цинк, медь) — с проницаемостью равной $1 - \epsilon$, и парамагнитные (алюминий, марганец), проницаемость которых равна $1 + \epsilon$ (здесь ϵ — коэффициент, равный $10^{-4}—10^{-5}$).

Когда деталь намагничена, магнитные линии имеют определенную направленность. Если на пути магнитных линий имеется дефект, магнитная проницаемость которого во много (часто в тысячи) раз уступает проницаемости материала, из которого изготовлено изделие (что возможно при непроваренном шве или при включении шлаковых соединений), силовые линии обходят дефектный объект и образуют таким образом поле рассеивания силовых линий (рис. 2.3).

Магнитные методы контроля можно подразделить на магнитопорошковый и магнитографический методы.

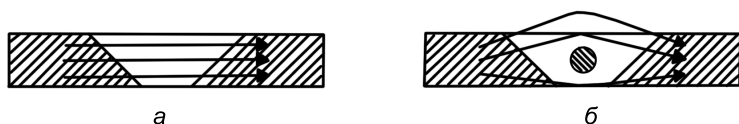


Рис. 2.3. Направление магнитного потока силовых линий:
а — при отсутствии дефекта; *б* — при наличии дефекта

Магнитопорошковый метод предназначен для нахождения дефектов, которые не могут быть определены визуально. Для выполнения этого вида дефектоскопии поверхность объекта должна быть очищена от каких-либо загрязнений, шлаков, продуктов коррозии, окалины, ржавчины и пр. После этого на контролируемую зону наносят ферромагнитный порошок или изготовленную на его основе суспензию и намагничивают изделие. Частицы ферромагнитного порошка (или суспензии) под действием создаваемого магнитного поля смещаются по поверхности детали. Над дефектами (несплошностями) они скапливаются в виде валиков. Контур дефекта определяется последующим осмотром. Более глубокое проникновение в металл обеспечивается путем намагничивания изделия постоянным током. Однако детали или элементы изделия толщиной менее 20 мм следует намагничивать переменным током, что не требует последующей процедуры размагничивания.

Магнитопорошковый метод контроля дает, как правило, четкое определение длины и конфигурации дефекта в изделии, но не позволяет определить глубину трещины. В этом случае полезным является дополнительное использование потенциометрических датчиков. Пропускание тока небольшого напряжения и фиксация падения его напряжения вблизи поверхности позволяют определить глубину трещины.

Для осуществления магнитопорошкового контроля используются дефектоскопы различных видов: портативные, переносные, универсальные, стационарные — как отечественного, так и зарубежного производства. К ним можно отнести МД-4П, МД-4К, Магус-М (Россия), МАГ-20, МАГ-40, МАГ-50 (*Magnaflux*, Англия) и др.

Магнитографический метод основан на намагничивании контролируемого участка объекта с одновременной

записью полей рассеивания на магнитную ленту и считывания зафиксированных на ней результатов с помощью специальных дефектоскопов. Максимальная толщина контролируемого изделия составляет 20–25 мм. Схема магнитографического метода контроля представлена на рис. 2.4.

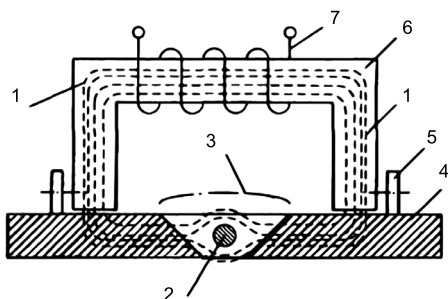


Рис. 2.4. Принципиальная схема магнитографического контроля:

- 1 — магнитный поток (силовые линии магнитного поля);
- 2 — дефект; 3 — магнитная лента; 4 — материал изделия;
- 5 — опорные ролики; 6 — магнитопровод (сердечник);
- 7 — обмотка электромагнита

Считывание результатов контроля с магнитной ленты производится с помощью магнитографических дефектоскопов.

Магнитографический способ контроля, основанный на магнитной памяти металла, выполняет все функции традиционного магнитопорошкового метода, но при этом не требует дополнительной зачистки металла, применения эмульсии, поэтому может быть отнесен к экспресс-методам диагностики.

2.2.3. Ультразвуковой метод

Данный метод контроля основан на регистрации результатов процесса распространения ультразвуковых колебаний (УЗК) в объекте, подлежащем контролю. Ультразвуковые волны, как известно, представляют собой упругие колебания частотой более 20 кГц, возбуждаемые источником колебаний в материале контролируемого изделия. При этом каждая частица материала, совершив колебательное движение относительно своего первоначального положения, вновь занимает его, не перемещаясь вдоль направления дви-

жения волны. Что касается металлов, то в них ультразвуковые волны распространяются в виде направленных лучей.

Свойство ультразвуковых волн проникать в толщину материала используется для определения малых внутренних дефектов. В соответствии с законами физики упругая волна несет определенную энергию, которая по мере удаления от излучателя теряет свою интенсивность, и амплитуда колебаний частиц также уменьшается.

Для возбуждения ультразвуковых колебаний в качестве источников энергии в ультразвуковых дефектоскопах используют электронные генераторы. Электрические импульсы, вырабатываемые в генераторе, затем преобразуются в ультразвуковые механические колебания с помощью преобразователей, принцип действия которых основан на пьезоэлектрическом эффекте.

Прямой пьезоэлектрический эффект — это возникновение электрических зарядов на гранях пьезоэлектрической пластины при ее деформации. Обратный пьезоэлектрический эффект заключается в деформации такой пластины при подведении к ней электрического заряда. Величина деформации при этом пропорциональна величине подведенного электрического заряда. Под влиянием переменного электрического поля пластина сжимается и растягивается в соответствии с изменением знаков приложенного напряжения, т.е. пластина колеблется с частотой, с которой меняется электрическое поле.

Наиболее распространенными являются пьезоэлектрические преобразователи, представляющие собой пластину, изготовленную из монокристалла кварца или других материалов: титанат бария, цирконат-титанат свинца и др. На поверхность этих пластинок наносят тонкие серебряные электроды, после чего подвергают их поляризации в постоянном электрическом поле. Излучающую пластину монтируют в специальной выносной головке, которая коаксиально связана с генератором.

Пьезоэлектрические преобразователи бывают:

- прямые, которые вводят продольную волну перпендикулярно контролируемой поверхности;
- наклонные, которые вводят поперечную волну под углом к поверхности;

Глава 5. ДИАГНОСТИКА РЕЗЕРВУАРОВ

5.1. Задачи диагностики резервуаров

Риск отказов и аварий в резервуарных парках значительно выше, чем на других объектах системы транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа. Это обусловлено рядом причин:

- высокой пожаровзрывоопасностью хранящихся в них продуктов;
- значительной скоростью развития коррозионных повреждений;
- крупными размерами резервуаров и связанной с этим протяженностью сварных швов, состояние которых по всей длине трудно контролировать;
- несовершенством геометрической формы корпусов резервуаров и связанной с этим неравномерностью поля напряжений;
- малоцикловой усталостью, обусловленной перемещениями отдельных участков стенки резервуаров при их заполнении/опорожнении;
- неравномерными просадками оснований и фундаментов резервуаров;
- сложным характером нагружения конструкции в зоне уторного шва;
- периодическим действием сверхпроектных нагрузок: шквального ветра, резких перепадов температур, сейсмических воздействий, сверхнормативных (превышающих расчетное) отложений снега.

Анализ статистики разрушений резервуарных конструкций показал, что наибольшее число аварий (около 40%) происходит в первые 5 лет с начала эксплуатации нефтехранилищ. На период эксплуатации от 5 до 12 лет приходится не более 25% аварий. После истечения нормативного срока эксплуатации (20 лет) число разрушений начинает увеличиваться.

Последствиями аварий могут стать разрушение соседних резервуаров и расположенных рядом объектов, пожары, человеческие жертвы и огромные материальные потери. Значителен и экологический ущерб от загрязнения

окружающей среды. Даже при малозаметных многолетних утечках хранимого продукта он может в тысячи раз превышать стоимость потерянной нефти (нефтепродукта).

Наиболее частыми причинами аварий являются:

- брак, допущенный при сварке в ходе монтажа;
- брак, допущенный при заводской сварке;
- использование при изготовлении стенки и днища резервуаров листов из стали, марка которой не соответствует проекту (обычно такие листы не имеют маркировки), или листов, толщина которых меньше проектной;
- неравномерная осадка фундаментов резервуаров и подводящих трубопроводов;
- наличие в зоне вертикального сварного шва дефектов типа «угловатость»;
- уменьшение толщины стенки и днища вследствие коррозии;
- коррозия верхнего пояса и опор несущих балок стационарной крыши;
- неравномерное распределение снега на плавающей крыше;
- повреждение корпуса при стихийных бедствиях.

Причиной потерь нефти и нефтепродуктов является также негерметичность резервуаров. При помощи их дефектоскопии решаются следующие задачи:

- выявление явных и скрытых дефектов стенки, крыши, днища и несущих конструкций покрытия;
- контроль герметичности сварных соединений;
- определение механических характеристик материалов, из которых они изготовлены;
- контроль геометрической формы резервуаров и осадки их основания;
- контроль герметичности резервуаров.

5.2. Методы и содержание диагностического обследования резервуаров

Для решения задач диагностирования используются следующие методы:

- анализ технической документации;
- осмотр;
- визуальный и измерительный контроль (ВИК);

- ультразвуковая толщинометрия (УЗТ);
- ультразвуковое сканирование;
- ультразвуковой контроль (УЗК);
- магнитный контроль;
- радиографический контроль;
- акустико-эмиссионный контроль (АЭК);
- тепловизионный контроль (ТВК);
- капиллярный контроль (КК);
- течеискание пузырьковым вакуумным способом (вакуумирование) или избыточным давлением (пневматический метод);
- контроль давлением;
- геодезические измерения;
- нивелирование;
- механические испытания и определение химического состава металла.

5.2.1. Анализ технической документации

Данная процедура производится в целях:

- проверки наличия паспорта резервуара и правильности его заполнения;
- установления фактических условий эксплуатации и соответствия их паспортным данным;
- анализа результатов ранее проведенных диагностированных и ремонтно-восстановительных работ (когда, по какой причине, какие дефекты и как устранялись);
- уточнения фактической наработки резервуара в часах или циклах нагружения;
- сбора сведений о металлах, примененных при строительстве (химический состав, механические свойства, толщина листов по сертификату);
- изучения результатов испытаний и актов на скрытые работы.

5.2.2. Выявление явных дефектов стенки, крыши, днища и несущих конструкций покрытия

При этом проверяют:

- состояние основного металла стенки, крыши и ее несущих элементов, днища, понтона (плавающей крыши) с установлением наличия коррозионных повреждений,

царапин, задигов, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, неметаллических включений, закатов и т.д.;

- наличие местных деформаций, вмятин и выпучин;
- размещение патрубков на стенке резервуара по отношению к вертикальным и горизонтальным сварным швам;
- состояние уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара.

На данном этапе используется осмотр, а также визуальный и измерительный контроль.

Осмотр выполняется для оценки общего состояния конструкций резервуара и выявления очевидных дефектов оборудования, основного металла и сварных соединений.

Для днища, например, визуально выявляют дефекты и разрушения зумпфа, опорных стоек под трубопроводы и подкладных листов. На стенке выявляют наличие временных ремонтных элементов. Для дыхательной и предохранительной арматуры, уровнемера, пробоотборника, замерного люка и т.д. их наличие проверяют в соответствии с проектной документацией. Более детально задачи осмотра резервуаров изложены в РД–23.020.00–КТН–271–10.

ВИК поверхности основного металла. Поверхность резервуара осматривают с наружной, а затем с внутренней стороны в следующей последовательности:

- крайка днища и нижняя часть первого пояса;
- наружная часть первого и второго, а затем третьего и четвертого поясов (последние — с применением переносной лестницы);
- пояса выше четвертого (с применением подвесной люльки, а при ее отсутствии — оптических приборов типа бинокль или подзорная труба);
- места переменного уровня нефти (нефтепродукта);
- крыша и перекрытие (с внутренней стороны их осматривают через вырезанное в крыше отверстие с использованием настила на фермах). Состояние поверхности основного металла резервуара должно соответствовать требованиям технических условий (ГОСТ 14637–89).

Днище, стенка и крыша осматриваются по всей поверхности в доступных местах как с наружной, так и с внутрен-

ней стороны. При этом осматриваемая поверхность должна быть очищена от грязи и нефти (нефтепродукта).

Выполняя ВИК, проверяют:

- отсутствие (наличие) механических повреждений поверхностей;
- отсутствие (наличие) изменения формы элементов конструкций;
- отсутствие (наличие) трещин и других поверхностных дефектов, образовавшихся (получивших развитие) в процессе эксплуатации;
- изменение формы элементов конструкций купольной крыши;
- трещины и поверхностные дефекты, образовавшиеся в процессе эксплуатации;
- отсутствие коррозионного и механического износа поверхностей;
- состояние крепежных изделий болтовых соединений элементов конструкций купольной крыши.

При измерительном контроле состояния материала и сварных соединений определяют:

- размеры (длину, ширину и глубину) механических повреждений материала и сварных соединений;
- размеры деформированных участков материала, сварных и болтовых соединений, в т.ч. длину, ширину и глубину (высоту) вмятин, выпучин;
- прямолинейность (прогиб) образующей конструкции (элемента);
- фактическую толщину стенки материала (при возможности проведения прямых измерений);
- глубину коррозионных язв и размеры зон коррозионного повреждения;
- зазор между соединяемыми конструкциями купольной крыши.

При выводе резервуара из эксплуатации после его зачистки выявляют следующие дефекты: риски, волосовидные трещины, закаты, царапины, усадочные раковины, плены, вырывы, оплавления металла, коррозионные повреждения и др.

Все выявленные дефекты подлежат измерению по глубине залегания и протяженности, а затем в масштабе нано-

сятся на эскизы. Коррозионные повреждения разделяются на группы:

- равномерная коррозия (поражение примерно одинаковой глубины по всей поверхности металла);
- местная коррозия (поражены отдельные участки поверхности);
- точечная, язвенная, подповерхностная коррозия.

Глубину раковин, образовавшихся вследствие коррозии, и подрезов измеряют штангенциркулем или специальным приспособлением с индикатором часового типа. По результатам осмотра отмечают места, где необходимо измерение толщины листа металла ультразвуковым толщиномером.

ВИК сварных швов. Осмотру и измерению геометрических размеров сварных швов подлежат все сварные соединения четырех нижних поясов и прилегающих к ним зон основного металла на расстоянии не менее 20 мм. Перед осмотром они должны быть очищены от краски, грязи и нефти (нефтепродукта).

При этом стремятся выявить следующие *видимые дефекты*:

- несоответствие размеров швов требованиям проекта и стандартов;
- трещины всех видов и направлений;
- наплывы, подрезы, прожоги, незаваренные кратеры, непровары, пористости и другие технологические дефекты;
- отсутствие плавных переходов от одного сечения к другому;
- несоответствие общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта.

Геометрические размеры стыковочных, нахлесточных и угловых швов измеряются с целью определения соответствия их размеров требованиям проекта и стандартов с помощью специальных шаблонов. При осмотре сварных швов крайки днища с наружной стороны устанавливают качество сварки стыкуемых кромок по всему периметру, а также измеряют расстояние между сварными швами первого пояса. Стыки первого пояса стенки резервуаров и листов днища, а также верхнего пояса стенки и верхнего

обвязочного уголка должны быть расположены вразбежку. Расстояние между стыками смежных элементов должно быть не менее 200 мм, а расстояние между монтажными стыками — не менее 500 мм.

Измеряется расстояние между сварными швами патрубков, расположенных на первом, втором и третьем поясах, а также вертикальными и горизонтальными швами стенки резервуара. Швы приварки отдельных элементов оборудования не должны быть расположены ближе 500 мм один от другого и от вертикальных швов стенки и не ближе 200 мм от горизонтальных. Вертикальные сварные швы первого пояса стенки резервуара не должны быть расположены между приемораздаточными патрубками.

По внешнему виду сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- соответствовать проекту по форме и размерам;
- иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (высота или глубина впадин не должна превышать 1 мм);
- металл шва должен иметь плавное сопряжение с основным металлом;
- швы не должны иметь недопустимых внешних дефектов.

К недопустимым внешним дефектам сварных соединений резервуарных конструкций относятся трещины любых видов и размеров, несплавления, наплывы, грубая чешуйчатость, наружные поры и цепочки пор, прожоги и свищи.

Для стыковых соединений из деталей одной толщины допускается смещение свариваемых кромок относительно друг друга не более:

- для деталей толщиной до 10 мм — 1 мм;
- для деталей толщиной более 10 мм — 10% толщины, но не более 3 мм.

Выпуклость или вогнутость углового шва не должна превышать величину катета шва.

Уменьшение катета углового шва допускается не более чем на 1 мм. Увеличение катета углового шва допускается не более следующих значений:

- для катетов до 5 мм — 1 мм;
- для катетов свыше 5 мм — 2 мм.

Учебное издание

**Коршак Алексей Анатольевич,
Байкова Ляля Ридовна**

Диагностика газонефтепроводов

Ответственный редактор *А.А. Боровиков*
Выпускающий редактор *Г.А. Логвинова*
Технический редактор *А.О. Столярова*

Формат 84×108/32. Бумага офсетная № 2.
Тираж 1500 экз. Заказ
Сайт издательства: www.phoenixrostov.ru
Интернет-магазин: www.phoenixbooks.ru

Свои пожелания и предложения
по качеству и содержанию книг
вы можете сообщить по e-mail:
idea@fenixrostov.ru

Импортер на территории ЕАЭС: ООО «Феникс»
344011, Россия, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Варфоломеева, 150
Тел./факс: (863) 261-89-50, 261-89-59 Изготовлено в Украине.

Дата изготовления: 08.2019
Изготовитель: ООО «БЭТ», 61024, г. Харьков, ул. Максимилиановская, 17, кв. 2