ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 54907— 2012

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ

Основные положения

**ISO 13623:2009 «Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems»
(NEQ)
ISO 15649:2001 «Petroleum and natural gas industries. Piping»
(NEQ)
API STD 2610 «Design, construction, operation, maintenance, and inspection of terminal & tank facilities»
(NEQ)
API STD 1163 «In-line inspection systems qualification standard»
(NEQ)
ANSI/ASME B 31.4 «Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids»
(NEQ)**

Издание официальное

**Москва
Стандартинформ
2012**

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации — ГОСТ Р 1.0—2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ ТНН»), Открытым акционерным обществом «Центр технической диагностики» (ОАО «ЦТД «Диаскан»)

2 ВНЕСЕН Подкомитетом ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» технического комитета по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 мая 2012 г. № 75-ст

4 В настоящем стандарте учтены основные нормативные положения следующих международных и американских национальных стандартов:

- ИСО 13623:2009 «Нефтяная и газовая промышленность. Системы трубопроводного транспорта» (ISO 13623:2009 «Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems»);
- ИСО 15649:2001 «Промышленность нефтяная и газовая. Система труб» (ISO 15649:2001 «Petroleum and natural gas industries. Piping»);
- API STD 2610 «Проектирование, сооружение, эксплуатация, обслуживание и инспекция оборудования терминалов и резервуаров» (API STD 2610 «Design, construction, operation, maintenance, and inspection of terminal & tank facilities»);
- API STD 1163 «Требования к системам внутритрубного диагностирования» (API STD 1163 «In-line inspection systems qualification standard»);
- ANSI/ASME B 31.4 «Системы трубопроводной транспортировки жидких углеводородов и других жидкостей» (ANSI/ASME B 31.4 «Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids»).

5 В настоящем стандарте учтены требования:

- Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федерального закона от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
- Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Технического регламента «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 24.02.2010 № 86;
- Технического регламента «О безопасности машин и оборудования», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 15.09.2009 № 753

6 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2012

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 2
4 Сокращения . . . 4
5 Общие положения . . . 5
5.1 Определение целей и задач технического диагностирования . . . 5
5.2 Виды технического диагностирования . . . 5
5.3 Требования к исполнителю технического диагностирования . . . 6
6 Внутритрубное диагностирование . . . 6
6.1 Определение требований к внутритрубному диагностированию . . . 6
6.2 Выбор внутритрубного инспекционного прибора . . . 7
6.3 Порядок подготовки трубопровода к пропуску внутритрубного инспекционного прибора . . . 8
6.4 Порядок проведения пропуска внутритрубного инспекционного прибора . . . 10
6.5 Оценка пропуска внутритрубного инспекционного прибора . . . 11
6.6 Верификация результатов внутритрубного диагностирования . . . 12
7 Наружное диагностирование . . . 12
7.1 Наружное диагностирование методами неразрушающего контроля . . . 12
7.2 Дополнительный дефектоскопический контроль . . . 13
7.3 Определение планово-высотного положения и глубины залегания трубопровода . . . 13
8 Электрометрическое диагностирование . . . 13
8.1 Подготовка к проведению электрометрического диагностирования . . . 13
8.2 Объем и состав работ по электрометрическому диагностированию . . . 14
9 Оформление результатов технического диагностирования . . . 14
9.1 Требования к содержанию . . . 14
9.2 Требования к оформлению . . . 14
Библиография . . . 16

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ

Основные положения

Trunk pipelines for oil and oil products transportation. Technical diagnosis. Basic principles

Дата введения — 2012—10—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные положения по выполнению технического диагностирования и распространяется на трубопроводы линейной части магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов), законченные строительством, после реконструкции, капитального ремонта, находящиеся в эксплуатации, в консервации и режиме содержания в безопасном состоянии.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется:

- на трубопроводы для сжиженных углеводородных газов и их смесей, нестабильного бензина и конденсата нефтяного газа, других сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре 20 °С свыше 0,2 МПа; трубопроводы, транспортирующие газообразные среды;
- магистральные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) с многофазным перекачиваемым продуктом (жидкость с газом);
- промысловые трубопроводы.

Настоящий стандарт предназначен для применения организациями:

- эксплуатирующими магистральные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы);
- являющимися заказчиками проведения технического диагностирования;
- выполняющими техническое диагностирование магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- выполняющими проектирование, строительство, капитальный ремонт и реконструкцию магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- осуществляющими контроль за строительством, капитальным ремонтом и реконструкцией магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- проводящими обучение и проверку знаний персонала, выполняющего эксплуатацию, строительство, капитальный ремонт, реконструкцию, техническое диагностирование магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 51164—98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 2.501—88 Единая система конструкторской документации. Правила учета и хранения

ГОСТ 9.602—2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 14782—86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 18442—80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

Издание официальное

ГОСТ 20415—82 Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения
ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод
ГОСТ 23479—79 Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **акустико-эмиссионный контроль:** Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе параметров упругих волн, излучаемых объектом контроля.

3.2 **верификация:** Подтверждение на основе представления объективных свидетельств того, что установленные требования были выполнены.

3.3 **визуальный и измерительный контроль:** Вид 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 измерений геометрических величин.

3.4 **внутритрубное диагностирование:** Вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении, с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.

3.5 **внутритрубный инспекционный прибор:** Устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

3.6 **вспомогательные трубопроводы:** Нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажных фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, сброса давления от предохранительных клапанов, обвязки емкостей сброса и гашения ударной волны, откачки из емкостей сбора и утечек.

3.7 **дефект геометрии трубопровода:** Дефект, вызывающий изменение проходного сечения трубы вследствие изменения ее формы в поперечном сечении.

3.8 **дефект нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Отклонение параметров (характеристик) нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) или их элементов от требований, установленных в нормативных документах.

3.9 **дополнительный дефектоскопический контроль:** Комплекс работ, проводимых в целях уточнения параметров дефектов участка после выполнения внутритрубного диагностирования, акустико-эмиссионного контроля или электрометрического диагностирования.

3.10 **запасовка:** Комплекс работ, проводимых на площадке узла пуска средств очистки и диагностирования в целях размещения средств очистки и диагностирования в камере пуска.

3.11 **интерпретация данных внутритрубного диагностирования:** Расшифровка полученной в электронном виде в результате внутритрубного диагностирования информации, зафиксированной во время пропуска по трубопроводу внутритрубным инспекционным прибором, о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении на трубопроводе.

3.12 **исполнитель технического диагностирования:** Организация, принявшая на себя обязательства по проведению работ по техническому диагностированию на объекте.

3.13 **камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования:** Оборудование линейной части магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), предназначенное для запасовки средств очистки и диагностирования (в т. ч. поршней-разделителей и герметизаторов) в трубопровод и их извлечения из трубопровода.

3.14 **капиллярный контроль:** Метод неразрушающего контроля, использующий возможности проникновения специальных жидкостей в несплошности на поверхности объекта контроля в целях их обнаружения.

3.15 **линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередачи, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений и предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

3.16 **магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод):** Единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, хранилищ нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, и других технологических объектов, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

3.17 **магнитопорошковый контроль:** Метод неразрушающего контроля, 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.

3.18 **маркерный знак:** Опознавательный знак трубопровода на местности.

Примечание — Устанавливается на линейной части магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) с расстоянием между соседними маркерными знаками не более 2 км, а также на переходах магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) через естественные и искусственные преграды. Местоположение маркерных знаков должно быть неизменным. Привязка маркерных знаков на местности должна быть отражена в паспортах магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) на переходы через водные преграды и линейную часть.

3.19 **маркерный пункт:** Заранее выбранная точка на поверхности земли над осью трубопровода в месте установления маркерного передатчика, предназначенного для точной привязки к местности данных внутритрубного диагностирования.

3.20 **наружное диагностирование трубопровода:** Техническое диагностирование, проводимое с наружной поверхности трубопровода, без введения оборудования в полость трубопровода.

3.21 **неразрушающий контроль:** Контроль соответствия параметров технических устройств, материалов, изделий, деталей, узлов, сварных соединений требованиям нормативных документов, при котором не нарушается пригодность объекта контроля к применению и эксплуатации.

3.22 **трубопроводы, находящиеся в консервации и режиме содержания в безопасном состоянии:** Магистральные и технологические нефтепроводы (нефтепродуктопроводы), временно выведенные в соответствии с проектной документацией из эксплуатации, сохраняющиеся в исправном техническом состоянии в течение заданного срока консервации, после истечения которого могут быть расконсервированы и введены в эксплуатацию.

3.23 **очистное устройство (скребок):** Внутритрубное устройство, предназначенное для проведения очистки внутренней полости и стенок трубопровода от парафина и асфальтосмолопарафиновых отложений, посторонних предметов, загрязнений.

3.24 **секущие задвижки:** Задвижки, предназначенные для технологического разделения систем [технологические узлы, перекачивающие станции, линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода)], соединенных трубопроводами.

3.25 **скребок-калибр:** Внутритрубное устройство, предназначенное для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода, определяемой перед запуском очистных скребков или внутритрубных инспекционных приборов.

3.26 **средства очистки и диагностирования:** Устройства, перемещаемые внутри нефтепровода (нефтепродуктопровода) потоком перекачиваемого продукта, предназначенные для выполнения очистки или технического диагностирования трубопровода (в зависимости от типа средств очистки и диагностирования).

3.27

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).

3 Термин «Контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния.

[ГОСТ 20911—89, статья 4]

3.28 **техническое задание на проведение работ по техническому диагностированию:** Документ, содержащий цель, порядок, объем технического диагностирования, а также исходные данные, необходимые для проведения диагностирования определенных в техническом задании объектов и выпуска технического отчета.

3.29 **узел пуска средств очистки и диагностирования:** Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по запасовке и пуску внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральном нефтепроводе (нефтепродуктопроводе).

3.30 **узел приема средств очистки и диагностирования:** Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств из магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов).

3.31 **узел пропуска средств очистки и диагностирования:** Производственная площадка с расположенной на ней технологической обвязкой трубопроводов, обеспечивающей пропуск внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) как с остановкой, так и без остановки перекачивающей станции по схеме:

- прием средств очистки и диагностики в камеру пропуска, запуск средств очистки и диагностики из камеры пропуска;
- пропуск средств очистки и диагностики без остановки через неработающую станцию.

3.32 **ультразвуковой контроль:** Акустический метод неразрушающего контроля качества, использующий для обнаружения дефектов упругие волны ультразвукового диапазона, вводимые в изделие (сварное соединение) извне и отражающиеся от дефектов или рассеивающиеся на них.

3.33 **электрометрическое диагностирование:** Вид технического диагностирования, обеспечивающий получение информации о техническом состоянии трубопровода путем измерения и регистрации электрических параметров, напрямую или косвенно характеризующих состояние системы защиты от коррозии металла трубопровода и уровень его защищенности, а также характеризующий степень коррозионной опасности среды, окружающей трубопровод.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АЭК — акустико-эмиссионный контроль;

ВИК — визуальный и измерительный контроль;

ВИП — внутритрубный инспекционный прибор;

ВЛ — воздушная линия;

ВТД — внутритрубное диагностирование;

ДДК — дополнительный дефектоскопический контроль;

КИП — контрольно-измерительные приборы;

КПП СОД — камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования;

ЛЧ — линейная часть;

МК — магнитопорошковый контроль;

МН — магистральный нефтепровод;
МНПП — магистральный нефтепродуктопровод;
НК — неразрушающий контроль;
ОУ — очистное устройство;
СОД — средство очистки и диагностирования;
ТЗ — техническое задание;
УГЗ — установка гальванической защиты;
УДЗ — установка дренажной защиты;
УЗК — ультразвуковой контроль;
УКЗ — установка катодной защиты;
УТ — ультразвуковая толщинометрия;
ЭД — электрометрическое диагностирование;
ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Общие положения

5.1 Определение целей и задач технического диагностирования

Проведение технического диагностирования начинается с определения эксплуатирующей организацией целей и задач технического диагностирования, а также определения требований к исполнителю технического диагностирования.

В числе задач технического диагностирования — обнаружение и идентификация определенных типов дефектов с требуемой точностью. К основным требованиям к точности обнаружения дефектов относятся:

- точность определения размеров дефектов;
- точность определения положения дефектов на трубопроводе в продольном направлении (дистанция) и на окружности поперечного сечения трубопровода (угол).

Эксплуатирующая организация на основании сформулированных задач и требований формирует ТЗ на проведение работ по техническому диагностированию. В ТЗ могут указываться требования к видам и методам проведения технического диагностирования и объемам контроля.

Руководствуясь полученными от эксплуатирующей организации сведениями, исполнитель технического диагностирования формирует предложения по проведению технического диагностирования с использованием диагностического оборудования и методик, отвечающих требованиям, установленным в эксплуатирующей организации.

5.2 Виды технического диагностирования

5.2.1 В настоящем стандарте рассмотрены следующие виды технического диагностирования, применяемые на объектах, входящих в область распространения настоящего стандарта:

- ВТД в соответствии с разделом 6;
- наружное диагностирование методами НК в соответствии с разделом 7;
- ЭД в соответствии с разделом 8.

5.2.2 ВТД применяют при обследовании ЛЧ МН (МНПП) в целях выявления дефектов геометрии трубопроводов, дефектов стенки трубы и сварных швов.

5.2.3 Наружное диагностирование методами НК применяют при обследовании элементов ЛЧ МН (МНПП), на которых, в силу их конструктивных особенностей, не проводят ВТД.

5.2.4 Наружное диагностирование методами НК (ДДК) проводят на трубопроводах, обследованных ВИП, в целях верификации данных ВТД и на участках с отсутствием диагностической информации ВИП. При этом могут быть использованы методы контроля, приведенные в 7.1.

5.2.5 ЭД применяют при обследовании ЛЧ МН (МНПП) для оценки состояния изоляционного покрытия, определения коррозионного состояния ЛЧ МН (МНПП), причины и скорости коррозии, оценки состояния средств ЭХЗ.

5.2.6 При отсутствии возможности проведения ВТД определение технического состояния трубопровода проводят на основании:

- анализа технической документации на трубопровод;
- обследования коррозионного состояния и состояния противокоррозионной защиты трубопровода;
- определения планово-высотного положения и глубины залегания трубопровода согласно 7.3;
- обследования трубопровода методом АЭК;

- проведения ДДК на участках трубопроводов с потенциальными дефектами стенки трубы, сварных швов, изоляционного покрытия по результатам АЭК и обследования коррозионного состояния трубопровода согласно 7.2;
- проведения ВИК согласно 7.1.2.2;
- проведения УЗК согласно 7.1.3.1;
- проведения УТ согласно 7.1.3.1;
- проведения МК согласно 7.1.4.1;
- проведения капиллярного контроля согласно 7.1.4.2.

5.3 Требования к исполнителю технического диагностирования

Исполнитель технического диагностирования должен иметь:

- лабораторию НК, компетентность которой подтверждена документально в соответствии с законодательством Российской Федерации. Заказчик проведения технического диагностирования вправе предъявить дополнительные документированные требования к компетенции лаборатории НК исполнителя технического диагностирования в соответствии с нормативными документами организации — владельца объекта контроля и проверить лабораторию НК на соответствие этим требованиям;
- измерительные приборы и оборудование, необходимые для проведения заявленных видов работ по техническому диагностированию, укомплектованные разрешительной документацией, оформленной в установленном порядке;
- документы, подтверждающие квалификацию персонала, достаточную для проведения заявленных работ по техническому диагностированию, а также знания правил безопасности при выполнении данных работ;
- документированный процесс проведения заявленных видов технического диагностирования.

Документированный процесс проведения технического диагностирования должен содержать следующие обязательные процедуры:

- анализ представленных эксплуатирующей организацией технических документов (ТЗ, опросный лист) в целях определения технической возможности проведения технического диагностирования и подбора необходимого диагностического оборудования;
- подготовку диагностического оборудования к проведению технического диагностирования;
- проведение технического диагностирования на объекте контроля;
- проведение оценки пропуска ВИП;
- анализ результатов технического диагностирования;
- верификацию результатов технического диагностирования;
- подготовку и передачу эксплуатирующей организации отчетной документации по результатам технического диагностирования.

Исполнитель технического диагностирования должен руководствоваться нормативными правовыми актами и техническими документами, устанавливающими правила ведения работ на опасных производственных объектах.

6 Внутритрубное диагностирование

6.1 Определение требований к внутритрубному диагностированию

6.1.1 Перед проведением ВТД эксплуатирующая организация должна предоставить исполнителю технического диагностирования информацию о параметрах трубопроводов и связанных с ними ограничениях. Данная информация может быть предоставлена в виде заполненных опросных листов для определения возможности применения ВИП на трубопроводе.

6.1.2 В состав предоставляемой эксплуатирующей организацией информации входят:

- протяженность, наружный диаметр, толщина стенки трубопровода;
- параметры трубопроводной арматуры (запорная и предохранительная арматура, тройники, патрубки) и изгибов (отводов) трубопровода, через которые проходит ВИП, такие как: минимальное проходное сечение, толщина стенки, выступание внутрь трубопровода, радиус и угол изгиба оси трубопровода, наличие защитных решеток;
- типы применяемых труб, сварных соединений;
- минимальные расстояния между трубопроводной арматурой и отводами;
- параметры узлов пуска и приема СОД;
- параметры перекачиваемого продукта (вид жидкости, вязкость, плотность, химический состав, температура);

- параметры потока (направление, скорость, давление);
- сведения по проводимой очистке трубопровода.

6.1.3 Для проведения ВТД трубопровод должен быть оборудован узлами пуска и приема СОД.

6.1.4 Исполнитель технического диагностирования, руководствуясь поставленными целями и задачами эксплуатирующей организации, на основании проведенного анализа информации о трубопроводе, подлежащем ВТД, определяет типы и перечень ВИП, необходимых для проведения ВТД.

6.1.5 Исполнитель технического диагностирования предоставляет эксплуатирующей организации сведения по техническим характеристикам ВИП, подтверждающим возможность с их применением выполнить ВТД в соответствии с требованиями ТЗ.

6.1.6 До ввода в эксплуатацию вновь построенных трубопроводов, а также после завершения строительно-монтажных работ по реконструкции или капитальному ремонту трубопроводов должно быть проведено их ВТД и в установленном порядке устранены дефекты, выявленные по результатам ВТД. Устранение дефектов должно выполняться силами и за счет подрядной организации, осуществляющей строительство.

6.2 Выбор внутритрубного инспекционного прибора

6.2.1 Определение пригодности

6.2.1.1 В целях обеспечения высокого качества ВТД эксплуатирующая организация и исполнитель технического диагностирования осуществляют взаимодействие при проведении анализа соответствия технических возможностей ВИП поставленным задачам ВТД.

6.2.1.2 Точность и способности обнаружения используемого ВИП и вида ВТД должны быть подтверждены соответствующими исследованиями.

6.2.1.3 Минимальный размер обнаруживаемого ВИП дефекта (в соответствии с техническими характеристиками ВИП) должен быть меньше или равен размерам предполагаемых для обнаружения дефектов в соответствии с ТЗ.

6.2.1.4 Точность определения местоположения дефектов и особенностей трубопровода, обеспечиваемая ВИП, должна быть достаточной для обнаружения данных дефектов и особенностей на трубопроводе.

6.2.1.5 Вышеуказанные проверки выполняют с учетом имеющейся информации о толщине стенки труб.

6.2.1.6 Максимальная дистанция, обследуемая ВИП, ограниченная механическими свойствами (износостойкость, ресурс механических узлов ВИП), должна превышать протяженность диагностируемого участка трубопровода. При этом также необходимо учитывать состояние внутренней полости трубопровода (наличие абразивных примесей, шероховатость стенки труб), так как оно влияет на износ элементов ВИП. При планировании ВТД необходимо учитывать максимальную дистанцию и время работы ВИП, ограниченные ресурсом встроенного источника питания ВИП и объемом запоминающего устройства ВИП.

6.2.2 Определение совместимости

6.2.2.1 В целях предупреждения остановки ВИП в полости трубопровода (застревания), которая может привести к остановке потока и необходимости проведения работ по извлечению ВИП с нарушением целостности трубопровода, а также в целях предупреждения потери диагностических данных и повреждения ВИП эксплуатирующая организация и исполнитель технического диагностирования проводят анализ возможности безопасного пропуска ВИП по трубопроводу. При этом выполняют следующие проверки:

- минимально допустимый диаметр прохождения ВИП имеет значение меньше минимального проходного сечения трубопровода;
- параметры ВИП по прохождению трубопроводной арматуры (в т. ч. тройники без защитных решеток) и изгибов трубопровода (отводов) позволяют осуществить его пропуск по трубопроводу;
- минимальные расстояния между трубопроводной арматурой и изгибами трубопровода обеспечивают прохождение ВИП без остановки;
- параметры узлов пуска и приема СОД, которыми оборудован трубопровод, обеспечивают безопасные запасовку, пуск, прием и извлечение ВИП;
- используемый во время ВТД режим работы трубопровода (скорость потока, давление на всей протяженности трубопровода) обеспечивает перемещение ВИП со скоростью в допустимом (в соответствии с техническими характеристиками ВИП) диапазоне;
- значение температуры перекачиваемого продукта находится в допустимом (в соответствии с техническими характеристиками ВИП) диапазоне.

6.2.2.2 При наличии отклонений и несоответствий, выявленных по результатам проверки, проведенной в соответствии с 6.2.2.1, эксплуатирующая организация и исполнитель технического диагностирования предпринимают следующие действия:

- устранение несоответствий эксплуатирующей организацией;
- совместную разработку мероприятий, обеспечивающих безопасное проведение ВТД ВИП с имеющимися несоответствиями;
- доработку исполнителем технического диагностирования технических характеристик ВИП в целях приведения его в соответствие с параметрами трубопровода;
- замену ВИП.

6.3 Порядок подготовки трубопровода к пропуску внутритрубного инспекционного прибора

6.3.1 Перед началом ВТД в целях недопущения повреждения трубопровода, его элементов и диагностического оборудования эксплуатирующая организация и исполнитель технического диагностирования должны убедиться, что выбранное диагностическое оборудование может быть беспрепятственно пропущено по трубопроводу. Для этого эксплуатирующая организация обязуется сообщать исполнителю технического диагностирования о любых изменениях геометрии трубопровода, а также о рабочих условиях (скорости потока, внутреннем давлении, температуре перекачиваемого продукта и других параметрах в соответствии с 6.2). Исполнитель технического диагностирования должен подтвердить наличие необходимого для выполнения работ числа квалифицированных специалистов.

6.3.2 Подготовка трубопровода к проведению пропуска ВИП

6.3.2.1 Перед проведением ВТД трубопровод должен быть откалиброван и очищен.

6.3.2.2 Калибровку трубопровода проводят пропуском по трубопроводу скребка-калибра или другого внутритрубного устройства, позволяющего оценить минимальное проходное сечение трубопровода. Выявленное минимальное проходное сечение должно быть зафиксировано соответствующим документом, который входит в состав отчетной документации по техническому диагностированию.

6.3.2.3 Для пропуска СОД по трубопроводу значение минимально допустимого проходного сечения трубопровода для СОД не должно превышать выявленного минимального проходного сечения трубопровода.

6.3.2.4 Для получения качественной диагностической информации внутренняя полость трубопровода должна быть очищена. В целях очистки полости трубопровода перед ВТД в числе других методов (очистка полости трубопровода реагентами, пропуск гелевых поршней) применяют внутритрубные ОУ.

6.3.2.5 При проведении пропусков ОУ по трубопроводу необходимо контролировать эффективность проводимой очистки, оценивая после каждого пропуска количество продуктов очистки, извлекаемых из камеры приема с ОУ, а также тенденцию к сокращению объемов продуктов очистки по отношению к предыдущим пропускам ОУ.

6.3.2.6 Результатом очистки считают совокупность информации о количестве приносимых ОУ продуктов очистки (в т. ч. посторонних предметов) и о техническом состоянии ОУ (наличие повреждений, величина износа сменных частей).

6.3.2.7 При отсутствии положительной тенденции к очистке трубопровода (снижение продуктов очистки от пропуска к пропуску) необходимо предпринять меры по корректировке плана пропуска ОУ (технологической схемы очистки), а также (при необходимости) по замене типов применяемых ОУ.

6.3.2.8 Перед пропуском ВИП должен быть проведен контроль качества очистки трубопровода посредством пропуска наиболее эффективного из применяемых ОУ с оформлением результатов контроля соответствующим документом, который должен входить в состав отчетной документации по техническому диагностированию.

6.3.2.9 Положительным результатом контроля качества очистки считается результат очистки трубопровода контрольным ОУ, при котором количество извлеченных продуктов очистки не превышает установленных исполнителем технического диагностирования норм (критериев очистки).

6.3.2.10 В ходе и после завершения очистки до завершения комплекса работ по ВТД, при подготовке к которой проводилась очистка, запрещается:

- производить размыв донных отложений резервуаров на перекачивающих станциях технологического участка трубопровода, в состав которого входит диагностируемый участок;
- производить очистку и промывку резервных ниток и лупингов на диагностируемом участке трубопровода.

6.3.2.11 При наличии риска повреждения конструктивных элементов ВИП в трубопроводе из-за отсутствия информации о параметрах трубопровода, которые влияют на проходимость ВИП, или по другим причинам исполнитель технического диагностирования может принять решение о необходимости дополнительного пропуска внутритрубного устройства для оценки возможности прохождения ВИП по участку трубопровода без повреждений и нарушения работоспособности измерительной системы.

6.3.2.12 При подготовке к проведению работ по ВТД на МН (МНПП), законченных строительством, а также после реконструкции и капитального ремонта должны быть определены способы обеспечения передвижения внутритрубных СОД (пропуск водой или иной технологической жидкостью, пропуск сжатым воздухом или иным инертным газом, протягивание тросом) в диагностируемых МН (МНПП). При этом необходимо учитывать паспортные характеристики СОД в части обеспечения необходимых для их работы температуры, скорости движения, минимального перепада давления для движения. Также следует учитывать воздействие температуры окружающей среды на рабочую среду (продукт перекачки), используемую для обеспечения движения СОД, для предотвращения явлений кристаллизации в диагностируемом трубопроводе.

6.3.2.13 Перед проведением пропуска оборудования для диагностирования (до начала работ по запасовке ВИП) эксплуатирующая организация выполняет проверку полного (100 %-ного) открывания линейной запорной арматуры и сообщает о готовности исполнителю технического диагностирования.

6.3.3 Подготовка диагностического оборудования к проведению ВТД

6.3.3.1 Перед пропуском ВИП проходит функциональные тесты. При этом должны быть подтверждены:

- работоспособность встроенных средств ВИП, обеспечивающих взрывобезопасность при проведении работ;
- работоспособность встроенной системы энергоснабжения ВИП;
- правильность работы измерительных систем ВИП, включая одометрическую систему;
- работоспособность системы сбора данных в целом, включая проверку правильности работы системы хранения данных ВИП;
- корректная инициализация систем ВИП.

6.3.3.2 Перед пропуском должен быть произведен внешний осмотр ВИП, который включает в себя:

- осмотр элементов ВИП, обеспечивающих его передвижение и правильное расположение в трубопроводе (манжеты, диски, опорные элементы конструкции), на предмет отсутствия повреждений и недопустимого износа (в соответствии с эксплуатационной документацией на ВИП);
- осмотр элементов одометрической системы ВИП (одометрические колеса, система подвеса колес, кабельные соединения) на предмет отсутствия повреждений;
- осмотр элементов измерительных систем ВИП на предмет отсутствия повреждений и недопустимого износа их элементов (в соответствии с эксплуатационной документацией на ВИП);
- осмотр нескрытых кабельных соединений на предмет отсутствия повреждений;
- общий осмотр ВИП на предмет имеющихся механических повреждений конструктивных элементов.

6.3.3.3 Результаты проведенных функциональных тестов, проверок и осмотра ВИП оформляют соответствующими документами (актами, контрольными листами) и включают в состав отчетной документации по техническому диагностированию.

6.3.4 Подготовка сопровождения ВИП

6.3.4.1 В целях привязки выявленных ВТД дефектов к секциям трубопровода проводят установку наземных маркерных пунктов по всей протяженности трубопровода. Каждый маркерный пункт должен быть привязан к постоянным ориентирам: опорам линий электропередачи, элементам трубопроводной арматуры, КИП и др. Во время пропуска ВИП осуществляется его сопровождение по маркерным пунктам.

6.3.4.2 Маркерные пункты должны быть расположены над осью трубопровода.

6.3.4.3 Расстояние между соседними маркерными пунктами не должно превышать 2 км. При необходимости установки маркерных пунктов на труднодоступных участках трубопровода должны быть осуществлены организационные мероприятия по обеспечению установки маркерных пунктов и сопровождению ВИП. Также при подготовке к сопровождению ВИП необходимо учитывать, что поиск дефектов по результатам ВТД на бесшовных трубах осложнен отсутствием возможности идентификации искомой секции трубы по расположению продольных и спиральных швов, примыкающих к поперечным сварным швам.

6.3.4.4 Обязательна установка маркерных пунктов на переходах трубопровода через реки, каналы, водоемы, железные и автомобильные дороги, на труднодоступных участках (болота, горные участки), на участках вблизи промышленных объектов и населенных пунктов. Рекомендуется дополнительная установка маркерных пунктов на границах оврагов и в местах поворота оси трубопровода.

6.3.4.5 Приборы сопровождения должны позволять регистрировать прохождение ВИП. Глубина залегания МН (МНПП) в местах расположения маркерных пунктов должна позволять приборам сопровождения обеспечивать прием (передачу) сигнала от ВИП. При расчете максимально допустимой глубины залегания трубопровода от точки установки прибора сопровождения (в соответствии с техническими характеристиками приборов сопровождения) необходимо учитывать толщину стенки трубопровода. При превышении глубины залегания трубопровода в месте установки маркерного пункта, максимально допустимой по техническим характеристикам прибора сопровождения, следует обеспечить необходимую глубину путем выработки грунта.

6.3.4.6 Перед началом работ по запасовке и пуску ВИП эксплуатирующая организация обеспечивает проверку наличия маркерных знаков по всей трассе диагностируемого трубопровода.

6.4 Порядок проведения пропуска внутритрубного инспекционного прибора

6.4.1 Общие положения

6.4.1.1 Мероприятия, предусматривающие технологические операции по запасовке, пуску, пропуску, приему и извлечению СОД, должны быть заблаговременно разработаны и утверждены эксплуатирующей организацией.

6.4.1.2 Пропуск внутритрубных СОД запрещен при наличии на трубопроводе дефектов геометрии трубопровода, отводов с параметрами, не удовлетворяющими техническим характеристикам СОД, и наличии других элементов трубопроводов, препятствующих прохождению СОД.

6.4.1.3 До начала запасовки ВИП необходимо:

- проверить исправность и работоспособность всех узлов и устройств КПП СОД, передатчика, установленного в ВИП, приборов и аппаратуры, предназначенных для контроля прохождения ВИП и для установки маркерных пунктов;
- освободить КПП СОД от перекачиваемого продукта;
- проверить положение запорной (регулирующей) арматуры узла пуска СОД и сигнализатора;
- проверить наличие связи с диспетчером эксплуатирующей организации.

6.4.1.4 Программирование бортового компьютера ВИП следует выполнять за пределами взрывоопасной зоны и при закрытых КПП СОД.

6.4.1.5 Узел приема СОД на диагностируемом участке должен быть настроен на прием до начала запасовки СОД в камеру пуска.

6.4.2 Запасовка и запуск внутритрубного инспекционного прибора

6.4.2.1 Запасовку проводят в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ВИП.

6.4.2.2 Заполнение КПП СОД продуктом перекачки из МН (МНПП) до начала пуска ОУ и ВИП проводится через систему дренажных вспомогательных трубопроводов.

6.4.2.3 Выравнивание давления между МН (МНПП) (отбор давления в колодце КИП) и камерой пуска (манометр) выполняют через запорную (регулирующую) арматуру малого диаметра.

6.4.2.4 При программировании ВИП на включение при избыточном давлении окружающей среды (в целях обеспечения требований взрывобезопасности) давление в камере пуска СОД должно быть выше значения, необходимого для включения ВИП, до его запуска.

6.4.2.5 При заполнении перекачиваемым продуктом камеры пуска СОД недопустимы:

- повреждение потоком перекачиваемого продукта конструктивных элементов ВИП, расположенных около патрубков подвода перекачиваемого продукта;
- возникновение движения ВИП во время заполнения камеры пуска СОД перекачиваемым продуктом;
- неполное удаление воздуха из камеры пуска СОД;
- возникновение перепада давления между расширенной и номинальной частями камеры пуска СОД.

6.4.3 Пропуск и сопровождение ВИП

6.4.3.1 Для контроля за движением ВИП служат передатчики (приемопередатчики) и другие излучающие устройства, устанавливаемые на ВИП и ОУ, и внешние автономные приборы сопровождения. При сближении ВИП, оборудованного устройством излучения (передатчиком, приемопередатчиком), с

внешним прибором сопровождения происходит регистрация факта и/или времени прохождения ВИП маркерного пункта.

6.4.3.2 Регистрация факта и/или времени прохождения ВИП маркерного пункта необходима для привязки диагностической информации по дистанции к конкретным точкам трассы трубопровода и в случае остановки СОД в трубопроводе — оперативного обнаружения места остановки.

6.4.3.3 Для контроля движения СОД применяют штатные системы телеметрии, установленные на трубопроводах, и акустические методы контроля. Дополнительно допускается для регистрации характерного шума движения СОД использовать органолептический метод (человеческий слух).

6.4.3.4 Для контроля за движением и для поиска места нахождения в трубопроводе магнитных скребков и магнитных дефектоскопов могут применяться приборы, регистрирующие изменение магнитного поля.

6.4.3.5 Порядок работы с приборами сопровождения определяется в эксплуатационных документах на эти приборы.

6.4.3.6 Пропуск ВИП по трубопроводу контролируют на маркерных пунктах бригады сопровождения в соответствии с графиком прохождения ВИП по трубопроводу, который составляется до начала работ по запасовке ВИП с указанием мест установки маркерных пунктов. Количество бригад сопровождения определяется исходя из протяженности участка, планируемой скорости движения ВИП по трубопроводу и условий подъезда к маркерным пунктам.

6.4.3.7 Узлы пропуска СОД должны быть настроены на пропуск СОД до его подхода.

6.4.3.8 Параллельные МН (МНПП) (лупинги) и соединительные трубопроводы (перемычки) между ними отключают от диагностируемого трубопровода на время, обеспечивающее безопасное прохождение СОД, и включают в работу после прохождения СОД.

6.4.3.9 Прохождение СОД через тройники с действующими входящими и исходящими потоками продукта перекачки может приводить к повреждению, остановке, застреванию СОД.

6.4.3.10 При пропуске СОД по МН (МНПП) и его прохождении узлов пуска, пропуска, приема СОД независимо от технологических схем данных узлов не допускаются:

- удары СОД об элементы запорной арматуры;
- движение СОД со скоростями ниже или выше рабочего диапазона по паспорту;
- движение в обратном направлении, если это не предусмотрено конструкцией СОД.

6.4.4 Прием и извлечение ВИП

6.4.4.1 При приеме СОД в узлы приема СОД до закрытия секущей задвижки (крана) необходимо убедиться, что СОД находится в камере приема и не препятствует закрытию данной запорной арматуры.

6.4.4.2 Прием и извлечение СОД необходимо проводить в присутствии представителей эксплуатирующей организации и исполнителя технического диагностирования.

6.4.4.3 Операции по извлечению следует проводить в соответствии с эксплуатационной документацией СОД.

6.5 Оценка пропуска внутритрубного инспекционного прибора

6.5.1 После извлечения ВИП из камеры приема должен быть проведен его визуальный осмотр, выполняемый аналогично внешнему осмотру ВИП перед пропуском, как указано в 6.3.3.2, и результаты осмотра должны быть отражены в соответствующих документах, где указывают:

- дату и время приема, извлечения и осмотра ВИП;
- количество (объем), состав (песок, глина, асфальтосмолопарафиновые отложения, окалина и др.) примесей, количество посторонних предметов с их описанием и местоположение примесей и посторонних предметов относительно конструктивных элементов ВИП;
- все механические повреждения ВИП с подробным описанием их параметров, расположения на дефектоскопе, ориентации в окружном направлении (в градусах или по ходу часовой стрелки);
- состояние измерительной системы (датчики, закрытые примесями, признаки, указывающие на неисправность измерительной системы, – отклонения преобразователей измерительной системы от нормального положения, повреждения конструктивных элементов измерительной системы, включая кабельные соединения).

6.5.2 После осмотра ВИП исполнитель технического диагностирования проводит функциональные тесты и оценку качества диагностических данных, в результате которых проверяют:

- правильность работы измерительных систем ВИП, включая одометрическую систему на протяжении ВТД;
- правильность работы системы сбора данных ВИП на протяжении ВТД;
- соответствие объема собранной информации фактической протяженности участка трубопровода (заявленной в ТЗ на ВТД);

- соответствие значений статистических данных по записанной скорости ВИП, давлению и температуре перекачиваемого продукта допустимым значениям в соответствии с эксплуатационной документацией на ВИП;

- корректность отображения характерных элементов и участков трубопровода (узлы пуска, приема СОД, трубопроводная арматура), по которым имеется достоверная информация, при визуализации диагностической информации ВИП.

6.5.3 Результаты проведенных функциональных тестов и проверок оформляют соответствующими актами (контрольными листами) и включают в состав отчетной документации по техническому диагностированию.

6.6 Верификация результатов внутритрубного диагностирования

6.6.1 Интерпретация данных ВИП

6.6.1.1 Интерпретацию данных ВИП проводят в целях преобразования полученной ВИП информации в информацию о типах выявленных дефектов (элементов трубопровода) и их параметрах.

6.6.1.2 При интерпретации данных ВИП в соответствии с правилами и методиками исполнителя технического диагностирования обеспечивают идентификацию дефектов с заданными параметрами.

6.6.1.3 Правила и методики интерпретации данных ВИП основываются на систематизации принципов работы ВИП, характеристик методов НК, реализованных в ВИП, и их ограничений, опыта использования соответствующих типов ВИП и анализа получаемых данных.

6.6.1.4 Результатом интерпретации данных является список выявленных дефектов, особенностей и элементов трубопровода с параметрами, включая размеры, местоположение на трубопроводе (дистанция, угловое положение).

6.6.2 Анализ данных

6.6.2.1 При анализе интерпретированные данные ВИП сравнивают с результатами предыдущих инспекций трубопровода и данными документации на инспектируемый трубопровод, представляемыми эксплуатирующей организацией.

6.6.2.2 При верификации данных расхождения в местоположении, параметров дефектов и особенностей трубопровода, выявленных при текущем обследовании, с данными предыдущих инспекций и документацией на трубопровод не должны выходить за пределы допустимых погрешностей и вероятностей обнаружения.

6.6.2.3 В случае если при анализе данные ВИП не подтверждаются результатами предыдущих инспекций трубопровода и данными документации на инспектируемый трубопровод или значения расхождений в местоположении и параметрах дефектов выходят за пределы допустимых погрешностей и вероятностей обнаружения, необходимо проведение дополнительных исследований в целях установления причин расхождений. Если причины расхождений не установлены, необходимо проведение ДДК.

6.6.2.4 Данные ВИП, подтверждаемые результатами ДДК, считаются верифицированными, если расхождения в местоположении, параметрах дефектов и особенностей трубопровода по подтверждаемым данным и данным ДДК не выходят за пределы допустимых погрешностей и вероятностей обнаружения.

6.6.2.5 Если данные ВИП не были верифицированы по причинам, не связанным с отсутствием у эксплуатирующей организации документации на трубопровод и возможности проведения ДДК, исполнитель технического диагностирования проводит анализ и установление причин расхождений данных ВИП и ДДК. После установления причин эксплуатирующая организация принимает решение о принятии данных ВИП.

7 Наружное диагностирование

7.1 Наружное диагностирование методами неразрушающего контроля

7.1.1 Акустико-эмиссионный контроль

7.1.1.1 Основной целью выполнения АЭК является обнаружение, определение координат и мониторинг источников акустической эмиссии, вызванных несплошностями на поверхности или в объеме стенки трубопровода, сварного соединения и конструктивных элементов.

7.1.1.2 АЭК проводят в соответствии с ГОСТ 20415. Обследованию АЭК подлежат участки трубопроводов, на которых в силу их конструктивных параметров не проводят ВТД, и участки с отсутствием диагностической информации по результатам ВТД.

7.1.2 Визуально-измерительный контроль

7.1.2.1 ВИК осуществляют в целях выявления ненормативных соединительных элементов, недопустимых видимых дефектов или косвенных признаков дефектов и отказов (утечек, запаха, «потения» материала — выступания на наружной поверхности трубопроводов капель жидкости).

7.1.2.2 ВИК проводят в соответствии с РД 03-606—03 [1] и выполняют на всех трубопроводах как самостоятельно, так и в качестве дополнения к другим методам НК.

7.1.2.3 ВИК включает в себя просмотр поверхности трубопровода на расстоянии не более чем 0,6 м и под углом не менее 30°.

7.1.2.4 При ВИК могут быть использованы зеркала и лупы. Требования к освещенности объекта контроля — по ГОСТ 23479.

7.1.3 Ультразвуковой контроль и ультразвуковая толщинометрия

7.1.3.1 УЗК проводят в целях контроля кольцевых (монтажных) сварных швов, швов лепестковых переходов и сегментных отводов и тройников незаводского изготовления, а также для контроля толщины стенки трубы. УЗК и УТ проводят в соответствии с ГОСТ 14782, а также с методиками ультразвуковой дефектоскопии, разрабатываемыми для конкретного типа применяемого дефектоскопического оборудования.

7.1.3.2 При исследовании кольцевых сварных швов следует проверять примыкающие продольные и спиральные швы на протяжении не менее 250 мм.

7.1.4 Магнитопорошковый контроль и капиллярный контроль

7.1.4.1 МК проводят в соответствии с ГОСТ 21105. При этом за счет обнаружения магнитных полей рассеяния, возникающих вблизи дефектов после намагничивания объекта контроля, выявляют поверхностные и подповерхностные дефекты металла (трещины, закаты, включения, расслоения).

7.1.4.2 Капиллярный контроль проводят в соответствии с ГОСТ 18442. При этом за счет проникновения индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей металла объекта контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом выявляют поверхностные несплошности (трещины, закаты, расслоения).

Если отсутствует возможность обеспечить требуемую по ГОСТ 18442 чистоту поверхности контролируемого изделия, капиллярный контроль должен быть заменен на МК.

7.2 Дополнительный дефектоскопический контроль

7.2.1 Вскрытие и ДДК трубопроводов проводят в целях подтверждения и уточнения типа и параметров дефектов, обнаруженных по результатам ВТД, АЭК и ЭД.

7.2.2 Специалист, проводящий ДДК, для объективной оценки результатов и зоны контроля должен быть обеспечен полной информацией о всех дефектах, находящихся на обследуемой секции.

7.2.3 Последовательность проведения ДДК:

- подготовительные работы;
- ВИК, задачами которого являются выявление в зоне контроля поверхностных дефектов (риски, задиры, трещины всех видов, коррозия), в т. ч. не выявленных при ВТД, а также измерение параметров выявленных дефектов;
- выявление дефектов, в т. ч. внутренних, и измерение (уточнение) их параметров другими методами НК (УЗК, УТ, МК, капиллярный контроль).

7.3 Определение планово-высотного положения и глубины залегания трубопровода

7.3.1 Определение планово-высотного положения и глубины залегания трубопровода проводят в целях выявления отклонений глубины залегания трубопровода от проектных значений и измерения горизонтальных смещений трубопровода в процессе эксплуатации.

7.3.2 Определение планово-высотного положения и глубины залегания трубопровода проводят в соответствии с требованиями СП 11-104—97 [2].

8 Электрометрическое диагностирование

8.1 Подготовка к проведению электрометрического диагностирования

ЭД применяют на трубопроводах подземной прокладки. Для проведения ЭД трубопровода должна быть определена категория коррозионной опасности, устанавливаемая на основании проектной документации, эксплуатационной документации, а также по результатам предыдущего технического диагностирования трубопровода. Категорию участков по коррозионной опасности определяют по ГОСТ Р 51164.

8.2 Объем и состав работ по электрометрическому диагностированию

8.2.1 Объем и состав работ по ЭД участка трубопровода определяется в ТЗ и может включать в себя:

- изучение и анализ статистических данных по коррозионному состоянию обследуемого участка трубопровода;
- обследование для оценки коррозионного состояния трубопровода;
- обследование для оценки состояния изоляции трубопровода;
- проверку исправности изолирующих соединений;
- определение технического состояния средств ЭХЗ (УКЗ, УДЗ, УГЗ) и средств их контроля;
- определение влияния ВЛ 110 кВ и выше в местах их пересечения и сближения с МН (МНПП) и кабелей 10 кВ в местах их пересечения с МН (МНПП);
- определение влияния на ЭХЗ защитных заземлений оборудования МН (МНПП);
- определение эффективности ЭХЗ;
- определение коррозионной агрессивности грунта;
- оценку влияния блуждающих токов от источников постоянного и переменного токов на МН (МНПП) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602;
- определение возможного вредного влияния ЭХЗ на соседние и смежные сооружения.

8.2.2 В случае обнаружения по результатам электрометрических измерений на ЛЧ МН (МНПП) снижения сопротивления изоляции ниже значений, установленных в ГОСТ Р 51164 для используемого на трубопроводе типа изоляции, устанавливают места повреждения защитного покрытия искателем повреждений изоляции, проводят ДДК стенки трубы.

8.2.3 Также данные ЭД могут подтверждаться результатами ВТД.

9 Оформление результатов технического диагностирования

9.1 Требования к содержанию

9.1.1 Требования к содержанию отчетной документации по техническому диагностированию эксплуатирующая организация излагает в ТЗ на проведение работ по техническому диагностированию.

9.1.2 Отчетная документация по техническому диагностированию должна содержать:

- технические характеристики диагностического оборудования;
- параметры исследуемого трубопровода;
- разрешительные документы исполнителя технического диагностирования, подтверждающие право проведения работ;
- документы (акты, контрольные листы), оформляемые в процессе проведения диагностических работ, включая результаты подготовки трубопровода и диагностического оборудования;
- информацию о размещении маркерных пунктов;
- списки конструктивных элементов трубопровода;
- списки выявленных дефектов и особенностей трубопровода;
- результаты верификации данных;
- результаты анализа полученных данных;
- результаты расчетов на прочность и долговечность;
- информацию о сбоях диагностического оборудования, нарушениях технологии подготовки и проведения диагностических работ, а также любые отклонения порядка проведения диагностических работ от установленного нормативного документа исполнителя технического диагностирования и/или эксплуатирующей организации.

9.2 Требования к оформлению

9.2.1 По результатам технического диагностирования оформляют отчетную документацию в соответствии с требованиями ТЗ (договор на проведение технического диагностирования).

9.2.2 Отчетную документацию по техническому диагностированию включают в состав исполнительной документации на законченный строительством участок трубопровода.

9.2.3 Хранение отчетной документации проводится с учетом требований ГОСТ 2.501:

- вся отчетная документация, принятая на хранение, регистрируется в инвентарной книге;
- каждому отчету должен быть присвоен индивидуальный инвентарный номер.

9.2.4 Отчетную документацию по результатам технического диагностирования хранят:

- на бумажном носителе — по одному экземпляру у организации, эксплуатирующей трубопровод, и у исполнителя технического диагностирования;

- в электронном виде (компакт-диск CD-ROM, статус «для чтения») — по одному экземпляру у организации, эксплуатирующей трубопровод, и у исполнителя технического диагностирования.

9.2.5 Срок хранения отчетной документации по результатам технического диагностирования МН (МНПП):

- на бумажном носителе — до передачи на хранение результатов следующего (очередного или внеочередного) технического диагностирования данного трубопровода, но не менее 12 лет;

- в электронном виде (компакт-диск CD-ROM, статус «для чтения») — до вывода объекта из эксплуатации.

9.2.6 Уничтожение отчетной документации, выполненной на бумажном носителе, проводят на основании приказа по организации, в которой хранится отчетная документация.

9.2.7 Первичные результаты технического диагностирования МН (МНПП) хранятся в электронном виде у исполнителя технического диагностирования до вывода объекта из эксплуатации.

Библиография

[1] РД 03-606—03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю
[2] СП 11-104—97 Инженерно-геодезические изыскания для строительства

УДК 621:658:006.354 ОКС 19.100

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, магистральный нефтепродуктопровод, техническое диагностирование

Редактор *П.М. Смирнов*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *В.И. Варенцова*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 25.09.2012. Подписано в печать 09.10.2012. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 1,75. Тираж 126 экз. Зак. 880.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru