МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
34181—
2017**

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ

Основные положения

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ ТНН»)

2 ВНЕСЕН Подкомитетом ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» Межгосударственного технического комитета по стандартизации МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 июня 2017 г. № 100-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Украина	UA	Минэкономразвития Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 июля 2017 г. № 633-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34181—2017 введен в действие с 1 марта 2018 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

6 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Апрель, 2019 г.

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Стандартинформ, оформление, 2017, 2019

В Российской Федерации 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 5
5 Общие положения 5
5.1 Определение целей и задач технического диагностирования 5
5.2 Виды технического диагностирования 6
5.3 Требования к исполнителю технического диагностирования 6
6 Внутритрубное диагностирование 7
6.1 Требования к внутритрубному диагностированию 7
6.2 Требования к внутритрубному инспекционному прибору 7
6.3 Порядок подготовки трубопровода к пропуску внутритрубного инспекционного прибора 8
6.4 Порядок проведения пропуска внутритрубного инспекционного прибора 9
6.5 Оценка пропуска внутритрубного инспекционного прибора 11
6.6 Интерпретация данных внутритрубного диагностирования 11
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 15
9.1 Требования к содержанию 15
9.2 Требования к оформлению 15
Библиография 16

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ

Основные положения

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

Дата введения — 2018—03—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает виды, требования и правила 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 магистральные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) с многофазным перекачиваемым продуктом (жидкость с газом);
- магистральные трубопроводы, транспортирующие газообразные среды;
- трубопроводы для транспортирования 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;
- промысловые, межпромысловые и технологические трубопроводы.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения организациями:

- эксплуатирующими магистральные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы);
- являющимися заказчиками проведения технического диагностирования;
- выполняющими техническое диагностирование 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 межгосударственные стандарты:

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

ГОСТ 7512 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 18442 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ 20415 Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения

ГОСТ 21105[1)] Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 56512—2015 «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы».

Издание официальное

ГОСТ 23479—79 Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования
ГОСТ 25812[1)] Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если документ 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, возбуждаемых и (или) возникающих в контролируемом объекте.

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

3.3 **визуальный контроль:** Вид неразрушающего контроля, при котором первичная информация воспринимается органами зрения непосредственно или с использованием оптических приборов, не являющихся контрольно-измерительными.

3.4 **внутритрубное диагностирование:** Вид технического диагностирования с использованием внутритрубных инспекционных приборов, обеспечивающих получение информации об особенностях трубопровода, наличии, характера и местоположения дефектов основного металла и сварных швов труб.

3.5 **внутритрубный инспекционный прибор:** Устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком среды, снабженное средствами контроля и регистрации информации об особенностях трубопровода, наличии, местоположении и характере дефектов основного металла и сварных швов труб.

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

3.7 **дефект трубопровода:** Отклонение параметров конструктивных элементов трубопровода от требований нормативных документов.

3.8 **дополнительный дефектоскопический контроль:** Контроль, проводимый с целью уточнения параметров дефектов участка нефтепровода или нефтепродуктопровода после выполнения внутритрубного диагностирования или электрометрического диагностирования.

3.9 **запасовка:** Комплекс работ, проводимых на площадке узла пуска средств очистки и диагностирования с целью размещения средств очистки и диагностирования в камере пуска.

3.10 **измерительный контроль:** Вид неразрушающего контроля, при котором измерения осуществляются средствами измерений геометрических величин.

3.11 **интерпретация данных внутритрубного диагностирования:** Расшифровка полученной в электронном виде информации от измерительных систем внутритрубного инспекционного прибора, зафиксированной во время его пропуска по трубопроводу.

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

3.13 **камера приема средств очистки и диагностирования:** Специальное устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода.

3.14 **камера пуска средств очистки и диагностирования:** Специальное устройство, обеспечивающее пуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральный нефтепровод или нефтепродуктопровод.

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 51164—98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

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

3.16 **линейная часть магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Комплекс объектов магистрального трубопровода, включающий в себя трубопроводы, в том числе переходы через естественные и искусственные препятствия, запорную и иную арматуру, установки электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовые линии электропередачи, сооружения технологической связи, иные устройства и сооружения, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию, и предназначенный для перекачки нефти [нефтепродукта] между площадочными объектами магистрального трубопровода.

3.17 **магистральный трубопровод [для нефти и нефтепродуктов]:** Технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями законодательства государств, входящих в Содружество Независимых Государств, нефти [нефтепродукта] от пунктов приема до пунктов сдачи приобретателю (потребителю), передачи на иной вид транспорта и (или) хранения.

3.18 **магнитопорошковый контроль:** Метод неразрушающего контроля, основанный на регистрации магнитных полей рассеяния над дефектами с использованием в качестве индикатора ферромагнитного порошка или магнитной суспензии.

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

Примечание — Маркерный знак устанавливается на линейной части магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода с расстоянием между соседними маркерными знаками не более 2 км, а также на переходах магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода через естественные и искусственные преграды. Местоположение маркерных знаков — неизменно. Привязка маркерных знаков на местности указывается в паспортах магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода на переходы через водные преграды и линейную часть.

3.20 **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.

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

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

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

3.24 **подрядная организация:** Организация, являющаяся юридическим лицом, осуществляющая один или несколько видов работ по договору подряда.

Примечание — Под видом работ по договору подряда понимаются работы:
- проектно-изыскательские работы;
- экспертиза проектной документации;
- авторский надзор;
- работы по строительству;
- реконструкция, капитальный ремонт и техническое перевооружение объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
- проведение строительного контроля на объектах строительства;
- реконструкция и капитальный ремонт магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
- диагностирование объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
- энергетическое обследование объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
- разработка нормативных документов;
- научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы;
- экспертно-консультационные услуги.

3.25 **радиографический контроль:** Метод неразрушающего контроля, основанный на преобразовании радиационного изображения контролируемого объекта в радиографический снимок или записи этого изображения на запоминающем устройстве с последующим преобразованием в световое изображение.

3.26 **секущие задвижки:** Задвижки, предназначенные для технологического разделения систем, таких как технологические узлы, перекачивающие станции, линейная часть магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода, соединенных трубопроводами.

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

3.28 **средства очистки и диагностирования:** Устройства, перемещаемые внутри нефтепровода или нефтепродуктопровода потоком перекачиваемого продукта, предназначенные для выполнения очистки или технического диагностирования трубопровода.

3.29

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]

3.30 **техническое задание на проведение работ по техническому диагностированию:** Документ, определяющий цель, порядок, объем технического диагностирования, а также содержащий исходные данные об объекте диагностирования, необходимые для проведения диагностирования и требования по предоставлению отчетных материалов.

3.31 **узел приема средств очистки и диагностирования:** Производственная площадка, входящая в состав магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода и оснащенная комплексом оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему внутритрубных устройств по очистке, диагностике, разделительных и герметизирующих устройств, находящихся в потоке перекачиваемых жидких продуктов из линейной части магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов.

3.32 **узел пропуска средств очистки и диагностирования:** Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по пропуску внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств, минуя перекачивающую станцию магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода.

3.33 **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 или нефтепродуктопроводе.

3.34 **ультразвуковой контроль:** Метод неразрушающего контроля качества, использующий для обнаружения дефектов упругие волны ультразвукового диапазона, вводимые в изделие, сварной шов извне и отражающиеся от дефектов или рассеивающиеся на них.

3.35 **эксплуатирующая организация:** Юридическое лицо, которое создано в соответствии с законодательством государства, входящего в Содружество Независимых Государств, которому магистральный нефтепровод [нефтепродуктопровод] принадлежит на праве собственности или на ином законном основании или передан собственником в управление в соответствии с законодательством государства, входящего в Содружество Независимых Государств, у которого имеются необходимые документы, дающие право на осуществление данной деятельности в соответствии с законодательством государства, входящего в Содружество Независимых Государств (разрешения, лицензии и т. д.), работники, а также технические средства, необходимые для использования объекта по назначению, управления, обслуживания магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода] и поддержания его в безопасном и работоспособном состоянии.

3.36 **электрометрическое диагностирование:** Вид технического диагностирования, обеспечивающий получение информации о техническом состоянии нефтепровода или нефтепродуктопровода 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 нефтепровод или нефтепродуктопровод.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АСПВ — асфальтосмолопарафиновые вещества;
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-измерительный пункт;
ЛЧ — линейная часть;
МН — магистральный нефтепровод;
МНПП — магистральный нефтепродуктопровод;
МПК — магнитопорошковый контроль;
НК — неразрушающий контроль;
ОУ — очистное устройство;
СОД — средство очистки и диагностирования;
ТЗ — техническое задание;
ТД — техническое диагностирование;
УДЗ — установка дренажной защиты;
УЗК — ультразвуковой контроль;
УКЗ — установка катодной защиты;
УПЗ — установка протекторной защиты;
УТ — ультразвуковая толщинометрия;
ЭД — электрометрическое диагностирование;
ЭО — эксплуатирующая организация;
ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Общие положения

5.1 Определение целей и задач технического диагностирования

5.1.1 До проведения технического диагностирования эксплуатирующая организация определяет цели и задачи технического диагностирования, а также формирует требования к исполнителю технического диагностирования и порядку его проведения.

5.1.2 Основной задачей технического диагностирования является обнаружение и идентификация определенных типов дефектов с требуемой точностью [определение положения дефектов на трубопроводе в продольном направлении (дистанция) и на окружности поперечного сечения трубопровода (угол)].

5.1.3 Эксплуатирующая организация на основании определенных задач и требований формирует ТЗ на проведение работ по техническому диагностированию. В ТЗ могут указываться требования к видам и методам проведения технического диагностирования, объемам контроля и требования по соблюдению экологических норм и правил.

5.1.4 Исполнитель технического диагностирования, руководствуясь полученными от эксплуатирующей организации сведениями, определяет порядок проведения технического диагностирования,

состав используемого диагностического оборудования и методики, отвечающие требованиям, установленным эксплуатирующей организацией.

5.2 Виды технического диагностирования

5.2.1 В настоящем стандарте рассмотрены следующие виды технического диагностирования, применяемые для оценки технического состояния объектов, входящих в область применения стандарта:

- ВТД проводят в соответствии с разделом 6 настоящего стандарта;
- комплексное наземное обследование в соответствии с разделом 8;
- наружное диагностирование методами НК в соответствии с разделом 7.

5.2.2 ВТД применяется с целью выявления дефектов геометрии трубопроводов, дефектов основного металла и сварных швов труб ЛЧ МТ.

5.2.3 Наружное диагностирование методами НК (ДДК) проводится на трубопроводах, обследованных ВИП с целью верификации данных ВТД и на участках с отсутствием диагностической информации ВИП. При этом могут быть использованы методы контроля, приведенные в 7.1, а также применяется при обследовании элементов ЛЧ МН (МНПП), на которых, в силу их конструктивных особенностей, не проводится ВТД.

5.2.4 Комплексное наземное обследование трубопроводов проводят с целью получения информации:

- о состоянии изоляционного покрытия;
- глубине залегания трубопровода и его пространственном положении;
- коррозионной агрессивности грунтов;
- защищенности средствами ЭХЗ;
- зонах воздействия блуждающих токов.

5.3 Требования к исполнителю технического диагностирования

Исполнитель технического диагностирования должен иметь:

- лабораторию НК (специализированную организацию), компетентность которой подтверждена документально в соответствии с действующим законодательством государства, на территории которого находится диагностируемый объект. 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, в том числе в области сертификации по экологическим требованиям согласно [1];
- 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 и экологических требований при выполнении данных работ;
- методики, инструкции и программы работ по техническому диагностированию.

Процесс проведения технического диагностирования должен содержать следующие обязательные процедуры:

- анализ представленных эксплуатирующей организацией технических документов (ТЗ, опросный лист) с целью 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 Требования 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 предоставляться в виде заполненных опросных листов для определения возможности применения ВИП на трубопроводе.

До начала работ по ВТД эксплуатирующая организация должна представить ТЗ исполнителю технического диагностирования по каждому обследуемому трубопроводу.

6.1.2 В состав предоставляемой эксплуатирующей организацией информации входят:

1) протяженность, наружный диаметр, толщина стенки трубопровода, схема трубопровода;

2) информация о наличии и параметрах трубопроводной арматуры (запорной и предохранительной) и соединительных деталях трубопровода, через которые проходит ВИП, такие как:

- минимальное проходное сечение;
- толщина стенки;
- радиус и угол изгиба оси трубопровода;
- наличие защитных решеток;

3) типы применяемых труб, сварных швов, наличие изоляции (внутренней и наружной);

4) минимальные расстояния между трубопроводной арматурой и отводами;

5) параметры узлов пуска, пропуска и приема СОД;

6) параметры перекачиваемого продукта (вид жидкости, вязкость, плотность, химический состав, применение ингибиторов, температура);

7) параметры потока (направление, скорость, давление), технические характеристики источников давления;

8) сведения по проводимой ранее очистке трубопровода;

9) наличие подкладных колец;

10) глубина залегания трубопровода.

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

6.1.4 Исполнитель технического диагностирования, руководствуясь полученным от эксплуатирующей организации техническим заданием и 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.

6.2 Требования к внутритрубному инспекционному прибору

6.2.1 Определение пригодности

6.2.1.1 Точность и способности обнаружения дефектов используемого ВИП и вида ВТД должны быть подтверждены не только исследованиями, но и результатами испытаний, проведенных и задокументированных в установленном порядке.

6.2.1.2 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.

6.2.1.3 Точность определения местоположения дефектов и особенностей трубопровода, обеспечиваемая ВИП, должна быть достаточной для обнаружения данных дефектов и особенностей на трубопроводе при проведении ремонтных работ и ДДК.

6.2.1.4 Максимальная дистанция, обследуемая ВИП, ограниченная механическими свойствами (износостойкость, ресурс механических узлов ВИП) должна превышать протяженность диагностируемого участка трубопровода. 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 С целью предупреждения застревания ВИП в полости трубопровода, которое может привести к остановке потока, предупреждения необходимости проведения работ по извлечению ВИП с нарушением целостности трубопровода, предупреждения потери диагностических данных, предупреж-

дения повреждения ВИП эксплуатирующая организация и исполнитель технического диагностирования проводят анализ возможности безопасного пропуска ВИП по трубопроводу.

При этом должны выполняться следующие условия:

- минимально допустимый диаметр прохождения ВИП имеет меньшее значение минимального проходного сечения трубопровода;
- параметры ВИП по прохождению трубопроводной арматуры (в том числе 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 несоответствий, выявленных по результатам проверок, выполненных в соответствии с 6.2.2.1, ЭО и исполнитель ТД предпринимают следующие действия:

- устранение несоответствий ЭО;
- разработка и согласование мероприятий, обеспечивающих безопасное проведение ВТД ВИП с имеющимися несоответствиями;
- доработка исполнителем ТД технических характеристик ВИП с целью приведения его в соответствие с параметрами трубопровода;
- замена ВИП и/или исполнителя ТД.

6.3 Порядок подготовки трубопровода к пропуску внутритрубного инспекционного прибора

6.3.1 Подготовка трубопровода к проведению пропуска ВИП

6.3.1.1 Перед проведением комплекса работ по ВТД (до начала работ по запасовке СОД) эксплуатирующая организация выполняет проверку полного открытия линейной запорной арматуры и сообщает о готовности исполнителю технического диагностирования.

6.3.1.2 Калибровка трубопровода производится пропуском по трубопроводу скребка-калибра или ВИП, позволяющего оценить минимальное проходное сечение трубопровода. Выявленное минимальное проходное сечение должно быть зафиксировано соответствующим документом, который входит в состав отчетной документации по ВТД.

6.3.1.3 Для пропуска СОД по трубопроводу значение минимально допустимого проходного сечения трубопровода для СОД не должно превышать выявленное минимальное проходное сечение трубопровода.

6.3.1.4 Для получения качественной диагностической информации внутренняя полость трубопровода должна быть очищена. С целью очистки полости трубопровода перед ВТД в числе других методов (очистка полости трубопровода реагентами, пропуск гелевых поршней) применяются ОУ.

6.3.1.5 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 с решениями по утилизации продуктов очистки.

6.3.1.6 Перед пропуском ВИП должен быть произведен 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.

6.3.1.7 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).

6.3.1.8 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.

6.3.1.9 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 СОД (пропуск водой или иной технологической жидкостью, пропуск сжатым воздухом или 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 образования явлений кристаллизации в диагностируемом трубопроводе.

6.3.2 Подготовка диагностического оборудования к проведению ВТД

6.3.2.1 Перед пропуском должен быть произведен внешний осмотр ВИП на предмет отсутствия повреждений и недопустимого износа внешних конструктивных элементов, а также выполнены все определенные технической документацией данного ВИП функциональные тесты.

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

6.3.3 Подготовка сопровождения ВИП

6.3.3.1 С целью привязки выявленных ВТД дефектов к местности производится установка наземных маркерных пунктов по всей протяженности трубопровода. Каждый маркерный пункт должен быть привязан к постоянным ориентирам: опорам линий электропередачи, элементам трубопроводной арматуры, технологическим колодцам и др. Во время пропуска ВИП осуществляется его сопровождение по маркерным пунктам. При повторной и последующих ВТД допускается производить сопровождение ВИП по маркерным пунктам выборочно или не производить, если положение маркерных пунктов на местности не изменялось. При этом подрядная организация, проводящая диагностирование, должна осуществить перенос маркерных пунктов, уже привязанных к секциям трубопровода, с данных предыдущих ВТД при камеральной обработке результатов текущей инспекции.

6.3.3.2 Маркерные пункты должны быть расположены над осью трубопровода.

6.3.3.3 Рекомендуемое 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.

6.3.3.4 Рекомендована 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.

6.3.3.5 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 МН (МНПП) от точки установки прибора сопровождения (в соответствии с техническими характеристиками приборов сопровождения) необходимо учитывать толщину стенки МН (МНПП). При превышении глубины залегания трубопровода в месте установки маркерного пункта максимально допустимой по техническим характеристикам прибора сопровождения, следует обеспечить необходимую глубину путем выработки грунта. Исключением выработки грунта являются водные переходы МН, проложенные способом наклонно-направленного бурения, и районы болот первой категории сложности.

6.3.3.6 Перед началом работ по запасовке и пуску ВИП эксплуатирующая или подрядная организация, проводящая диагностику, 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 Технологические операции по запасовке, пуску, пропуску, приему и извлечению СОД должны быть разработаны и утверждены эксплуатирующей организацией.

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

6.4.1.4 Программирование ВИП должно выполняться за пределами взрывоопасной зоны и при закрытых камерах пуска (приема) СОД.

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

6.4.2 Запасовка и запуск ВИП

6.4.2.1 Запасовка производится в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ВИП.

6.4.2.2 Заполнение камеры пуска СОД продуктом перекачки из МН (МНПП) до начала пуска ОУ или ВИП производится через систему технологических трубопроводов с полным удалением газовоздушной смеси.

6.4.2.3 Выравнивание давления между МН (МНПП) и камерой пуска выполняют через запорную арматуру малого диаметра.

6.4.2.4 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:

- повреждения 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 СОД

6.4.3.1 Для контроля за движением СОД служат передатчики (приемопередатчики) и другие излучающие устройства, устанавливаемые на ВИП и ОУ, системы телемеханики и внешние автономные приборы сопровождения. При сближении СОД, оборудованного устройством излучения (передатчиком, приемопередатчиком), с внешним прибором сопровождения происходит регистрация факта и/или времени прохождения ВИП контрольного пункта.

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

6.4.3.3 Пропуск ВИП по трубопроводу контролируется на маркерных пунктах бригадами 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.

6.4.3.4 Узлы пропуска/приема СОД должны быть настроены на пропуск/прием СОД не позднее чем за 1 ч до подхода СОД.

6.4.3.5 Параллельные МН (МНПП), лупинги и соединительные трубопроводы (перемычки) между ними отключаются путем перекрытия линейной арматуры от диагностируемого трубопровода на время, обеспечивающее безопасное прохождение СОД, и включаются в работу после прохождения СОД. Прохождение СОД через тройники с действующими входящими и исходящими потоками продукта перекачки может приводить к повреждению, остановке, застреванию СОД.

6.4.3.6 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 СОД

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 производят представители эксплуатирующей организации в присутствии представителей исполнителя технического диагностирования.

6.4.4.3 Операции по извлечению должны производиться в соответствии с эксплуатационной документацией СОД и узлов пуска-приема СОД.

6.4.4.4 После извлечения СОД должен быть очищен от загрязняющих веществ в соответствии с эксплуатационной документацией СОД. Продукты очистки, промывки, пропарки подлежат утилизации в специально отведенных местах в соответствии с нормативными документами эксплуатирующей организации.

6.5 Оценка пропуска внутритрубного инспекционного прибора

6.5.1 После извлечения ВИП из камеры приема должен быть произведен его визуальный осмотр, выполняемый аналогично внешнему осмотру ВИП перед пропуском, как указано в 6.3.3.1, и результаты осмотра отражены в соответствующих документах, где указываются:

- дата и время приема, извлечения и осмотра ВИП;
- количество (объем), состав (песок, глина, АСПВ, 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 часовой стрелке);
- 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 копирования записанной ВИП информации исполнитель технического диагностирования проводит функциональные тесты и оценку качества диагностических данных, в результате которых проверяется:

- 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;
- для магнитных дефектоскопов соответствие уровня намагничивания стенки трубы допустимым (паспортным) значениям на протяжении всего пропуска;
- корректность отображения характерных элементов и участков трубопровода (узлы пропуска, пуска и приема СОД, трубопроводная арматура), по которым имеется достоверная информация при визуализации диагностической информации ВИП.

6.5.3 Результаты проведенных функциональных тестов и проверок оформляются соответствующими документами (контрольными листами) и включаются в состав отчетной документации по техническому диагностированию.

6.6 Интерпретация данных внутритрубного диагностирования

6.6.1 Интерпретация и анализ данных ВИП должен производиться исполнителем технического диагностирования.

6.6.2 Интерпретация данных ВИП

6.6.2.1 Интерпретация данных ВИП производится с целью преобразования полученной ВИП информации в информацию о типах выявленных дефектов, элементов трубопровода и их параметрах.

6.6.2.2 При интерпретации данных ВИП, в соответствии с правилами и методиками исполнителя технического диагностирования, обеспечивается идентификация дефектов с заданными параметрами.

6.6.2.3 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.

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

6.6.3 Анализ данных

6.6.3.1 Анализ данных выполняется эксплуатирующей организацией самостоятельно либо с привлечением независимой специализированной организацией.

6.6.3.2 При анализе интерпретированные данные ВИП сравниваются с результатами предыдущих инспекций трубопровода и данными документации на инспектируемый трубопровод, представляемыми эксплуатирующей организацией (при наличии).

6.6.3.3 При сравнении данных, расхождения в местоположении, параметрах дефектов и особенностей трубопровода, выявленных при текущем обследовании, с данными предыдущих инспекций и документации на трубопровод, не должны выходить за пределы допустимых погрешностей и вероятностей обнаружения.

6.6.3.4 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 с целью установления причин расхождений. Если причины расхождений не установлены, необходимо проведение ДДК.

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

6.6.3.6 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 Периодичность проведения наружного диагностирования устанавливается в соответствии с требованиями эксплуатирующей организации.

7.1.2 Акустико-эмиссионный контроль

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

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

7.1.3 Радиографический контроль

7.1.3.1 РК сварных соединений должен выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512.

7.1.3.2 РК в соответствии с требованиями настоящего документа могут быть подвергнуты сварные соединения трубопроводов наружным диаметром до 1220 мм включительно и с номинальной толщиной стенки до 50 мм включительно.

7.1.3.3 При проведении РК контролируемая зона сварного соединения должна включать не только изображения сварного шва, но и прилегающую к нему околошовную зону, шириной не менее толщины стенки (при толщине стенки до 20 мм) и не менее 20 мм при толщине стенки 20 мм и более.

7.1.3.4 РК проводится для выявления внутренних и выходящих на поверхность дефектов, таких как газовые поры, шлаковые включения, непровары, несплавления, трещины, подрезы и др.

7.1.3.5 Сварное соединение допускается к проведению РК при наличии заключения о годности данного сварного соединения по результатам ВИК и заключения по УЗК.

7.1.4 Визуальный и измерительный контроль

7.1.4.1 ВИК осуществляется с целью выявления ненормативных соединительных элементов, недопустимых видимых дефектов или косвенных признаков дефектов и отказов.

7.1.4.2 ВИК проводится в соответствии с [2] и выполняется на всех трубопроводах как самостоятельно, так и в качестве дополнения к другим методам НК.

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

7.1.5 Ультразвуковой контроль и ультразвуковая толщинометрия

7.1.5.1 УЗК проводится в целях контроля кольцевых (монтажных), продольных (заводских) сварных швов, основного металла труб, швов лепестковых переходов и сегментных отводов и тройников незаводского изготовления. УТ проводится для контроля толщины стенки трубы. УЗК и УТ проводятся в соответствии с [3], также возможно проведение УЗК и УТ по методикам ультразвуковой дефектоскопии, разрабатываемым для конкретного объекта контроля.

7.1.5.2 При дефектоскопии кольцевых сварных швов следует контролировать примыкающие продольные и спиральные швы на протяжении не менее 250 мм.

7.1.6 Магнитопорошковый контроль и капиллярный контроль

7.1.6.1 МПК проводится в соответствии с ГОСТ 21105. При этом за счет обнаружения магнитных полей рассеяния, возникающих вблизи дефектов после намагничивания объекта контроля, выявляются поверхностные и подповерхностные дефекты металла (трещины, включения).

7.1.6.2 Капиллярный контроль проводится 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 выявляются поверхностные несплошности (трещины, закаты).

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

7.2 Дополнительный дефектоскопический контроль

7.2.1 Вскрытие и ДДК трубопроводов производится с целью подтверждения и уточнения типа и параметров дефектов, обнаруженных по результатам ВТД, и оценки коррозионного состояния металла труб и сварных соединений на потенциально опасных участках, обнаруженных при проведении ЭД.

7.2.2 Специалист, проводящий ДДК, для объективной оценки результатов и зоны контроля, должен иметь информацию обо всех дефектах, находящихся на обследуемой секции трубопровода.

7.2.3 Последовательность проведения ДДК:

- подготовительные работы;
- ВИК, задачами которого является выявление в зоне контроля поверхностных дефектов (риски, задиры, трещины всех видов, коррозия), в том числе не выявленных при ВТД, а также измерение параметров выявленных дефектов;
- выявление дефектов, в том числе внутренних, и уточнение их параметров другими методами НК (УЗК, УТ, МПК, 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 проводится в соответствии с требованиями [4].

7.3.3 После получения результатов диагностики провести сравнительный анализ положения трубопровода с данными предыдущей диагностики.

8 Электрометрическое диагностирование

8.1 Подготовка к проведению электрометрического диагностирования

ЭД применяется 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. Категория участков по коррозионной опасности определяется по ГОСТ 25812.

8.2 Объем и состав работ по электрометрическому диагностированию

8.2.1 Состав работ по ЭД участка МН (МНПП) определяется в ТЗ и должен содержать:

- определение коррозионного состояния МН (МНПП);
- определение состояния изоляционного покрытия МН (МНПП);
- определение технического состояния средств ЭХЗ и средств их контроля;
- оптимизация работы системы ЭХЗ;
- определение состояния электроизолирующих соединений (вставок).

8.2.1.1 Состав работ по определению коррозионного состояния участка МН (МНПП):

- изучение и анализ статистических данных по коррозионному состоянию обследуемого участка МН (МНПП);
- измерение удельного электрического сопротивления грунта на глубине укладки МН (МНПП);
- определение наличия блуждающих токов от источников постоянного и переменного токов на МН (МНПП) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602;
- определение опасности влияния ВЛ напряжением 110 кВ и выше в местах их пересечения и сближения с МН (МНПП) и кабелей напряжением 10 кВ в местах их пересечения с МН (МНПП);
- определение влияния на ЭХЗ защитных заземлений оборудования МН (МНПП);
- определение возможного вредного влияния ЭХЗ на соседние и смежные сооружения;
- определение, на переходах через автомобильные и железные дороги, отсутствия или наличия металлического контакта кожуха и трубы, а также определение защищенности трубы и кожуха;
- определение участков МН (МНПП) по степени коррозионной опасности;
- измерение защитного потенциала по всей протяженности обследуемого участка МН (МНПП);
- определение защищенности обследуемого участка МН (МНПП) по протяженности и по времени на основании выполненных измерений;
- проведение ДДК стенки трубы, в местах выявленных повреждений защитного покрытия, по результатам электрометрических измерений, имеющих значения защитных потенциалов не соответствующих требованиям, установленным в ГОСТ 25812.

8.2.1.2 Состав работ по определению состояния изоляционного покрытия участка МН (МНПП):

- изучение и анализ статистических данных по состоянию изоляционного покрытия;
- поиск повреждений изоляционного покрытия по всей протяженности обследуемого участка МН (МНПП);
- выполнение ДДК изоляционного покрытия в местах выявленных дефектов и определение типа изоляционного покрытия, его конструкции и толщины, характера и размеров повреждений изоляционного покрытия, а также адгезии изоляционного покрытия к поверхности металла трубы;
- оценка состояния изоляционного покрытия, величины его интегрального сопротивления и соответствия требованиям ГОСТ 25812 (в пределах зоны защиты одиночной УКЗ).

8.2.1.3 Состав работ по определению технического состояния средств ЭХЗ

Изучение и анализ статистических данных по техническому состоянию средств ЭХЗ на обследуемом участке МН (МНПП).

Работы по определению технического состояния средств ЭХЗ включают:

1) для УКЗ:
   - измерение напряжения и силы тока на выходе УКЗ;
   - измерение сопротивления растеканию анодного заземления;
   - измерение сопротивления защитного заземления;
   - определение зоны защиты УКЗ;
2) для УДЗ:
   - выполнение суточных измерений рабочего тока и определение его максимальной величины;
   - измерение сопротивления защитного заземления;
   - определение зоны защиты УДЗ;
3) для УПЗ:
   - измерение силы тока и потенциала;
   - измерение сопротивления растекания тока УПЗ;
   - определение зоны защиты УПЗ;
4) для установок защиты от наведенных переменных токов:
   - измерение силы тока;
   - измерение переменного напряжения на трубопроводе;

5) для средств контроля ЭХЗ:

- измерение естественного потенциала на КИП;
- измерение разности потенциалов труба-земля на КИП;
- измерение поляризационного потенциала на КИП;
- оценка технического состояния измерительных электродов и датчиков.

8.2.1.4 Состав работ по определению состояния электроизолирующих соединений на обследуемом участке МН (МНПП)

Изучение и анализ статистических данных по состоянию электроизолирующих соединений на обследуемом участке МН (МНПП) проводят:

1) для электроизолирующих вставок в трубопроводах:

- измерение электрического сопротивления вставки;
- определение состояния токоотводов;
- определение состояния шунтирующих перемычек;

2) для электроизолирующих вставок между трубопроводом и опорой выполняется измерение электрического сопротивления вставки.

8.2.2 Данные ЭД должны сопоставляться с 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 контролируемого 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;
- коррозионную карту обследуемого участка;
- 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;
- определение остаточного ресурса по каждому выявленному дефекту, с рекомендациями по предельным срокам устранения дефектов.

9.2 Требования к оформлению

9.2.1 По результатам технического диагностирования оформляется отчетная документация в соответствии с требованиями ТЗ (договор на проведение технического диагностирования).

9.2.2 Отчетная документация по техническому диагностированию включается в состав исполнительной документации на законченный строительством участок трубопровода.

9.2.3 Хранение отчетной документации по ТД проводится в соответствии с действующим законодательством государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

9.2.4 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 — до вывода объекта из эксплуатации.

Библиография

[1] ISO 14001:2004[1)] Система экологического менеджмента. Требования и руководство по применению (Environmental management systems — Requirements with guidance for use)

[2] РД 03-606—03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

[3] ISO 17640:2010[2)] Неразрушающий контроль сварных соединений. Ультразвуковой контроль. Методики, уровни контроля и оценка результатов (Non-destructive testing of welds. Ultrasonic testing. Techniques, testing levels, and assessment)

[4] СП 11-104—97 Инженерно-геодезические изыскания для строительства

[1)] Действует ISO 14001:2015.

[2)] Действует ISO 17640:2018.

УДК 621.643.644.004.67:006.354 МКС 19.100

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, магистральный нефтепродуктопровод, техническое диагностирование

Редактор *Е.И. Мосур*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 12.04.2019. Подписано в печать 06.05.2019. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,10.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru