
**ЕВРАЗИЙСКИЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И
СЕРТИФИКАЦИИ
(EASC)**

**EURO-ASIAN COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND
CERTIFICATION
(EASC)**



**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ**

**ГОСТ 25812-
(проект *RUS*,
окончательная
редакция)**

ТРУБОПРОВОДЫ СТАЛЬНЫЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ

Общие требования к защите от коррозии

**Настоящий проект стандарта не
подлежит применению до его принятия**

**Москва
Стандартинформ**

2018

Предисловие

Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации (ЕАСС) представляет собой региональное объединение национальных органов по стандартизации государств, входящих в СНГ. В дальнейшем возможно вступление в ЕАСС национальных органов по стандартизации других государств.

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0-92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 – 2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, применения, обновления и отмены».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Акционерным обществом «Инжиниринговая нефтегазовая компания - Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству и эксплуатации трубопроводов, объектов ТЭК» (АО ВНИИСТ), Обществом с ограниченной ответственностью «НефтегазТехЭкспертиза» (ООО «НефтеГазТехЭкспертиза») и Саморегулируемой Организацией - Некоммерческим Партнерством содействия в реализации инновационных программ в области противокоррозионной защиты (СРО НП «СОПКОР») с участием ООО «НИИ Транснефть»

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа» (МТК 523)

3 ПРИНЯТ Евразийским советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № __ от _____ 20__ г.)

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

4 ВЗАМЕН ГОСТ 25812-83 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». Данный стандарт следует применять на территории Российской Федерации вместо действовавшего ранее ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»

«Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных (государственных) стандартов, издаваемых в этих государствах.

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в указателе (каталоге) «Межгосударственные стандарты», а текст этих изменений – в информационных указателях «Межгосударственные стандарты». В случае пересмотра или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в информационном указателе «Межгосударственные стандарты»

© Стандартиформ, 2018

Исключительное право официального опубликования настоящего стандарта на территории указанных выше государств принадлежит национальным органам по стандартизации этих государств

Содержание

- 1 Область применения
- 2 Нормативные ссылки
- 3 Термины и определения
- 4 Общие положения
- 5 Факторы и критерии опасности коррозии
- 6 Требования к защитным покрытиям
 - 6.1 Общие требования
 - 6.2 Требования к покрытиям для защиты от атмосферной коррозии
 - 6.3 Требования к покрытиям для защиты от коррозии при подземной прокладке
 - 6.4 Требования к покрытиям для защиты сварных стыков труб с покрытием заводского нанесения
- 7 Требования к системам электрохимической защиты
 - 7.1 Общие требования
 - 7.2 Требования к оборудованию электрохимической защиты
- 8 Требования к контролю состояния защиты от коррозии
 - 8.1 Требования к контролю покрытий для защиты от атмосферной коррозии
 - 8.2 Требования к контролю защитных покрытий на строящихся, реконструируемых и ремонтируемых участках трубопроводов
 - 8.3 Требования к контролю наружных противокоррозионных покрытий труб, соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры заводского нанесения для объектов подземного расположения
 - 8.4 Требования к контролю электрохимической защиты
 - 8.5 Требования к контролю коррозионного состояния

9 Требования безопасности

Приложение А (справочное) Методика расчета опасного влияния наведенного переменного тока при параллельном следовании магистрального трубопровода и вдольтрассовых линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше (при проектировании)

Приложение Б (справочное) Схемы систем атмосферостойких лакокрасочных покрытий и методы испытаний

Приложение В (обязательное) Классификация, конструкции и требования к защитным покрытиям заводского нанесения для строительства магистральных трубопроводов подземной, подводной и наземной (в насыпи) прокладки

Приложение Г (рекомендуемое) Контроль состояния защитного покрытия трубопроводов

Приложение Д (обязательное) Технические требования к оборудованию и средствам систем электрохимической защиты

Библиография

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ТРУБОПРОВОДЫ СТАЛЬНЫЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ

Общие требования к защите от коррозии

Steel pipeline mains. Corrosion protection general requirements

Дата введения – 201X-__-__

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает общие требования к защите от подземной и атмосферной коррозии наружной поверхности магистральных трубопроводов, выполненных из углеродистых и низколегированных сталей, транспортирующих природный газ, нефть и нефтепродукты, и отводов от них, трубопроводов компрессорных, газоизмерительных, газораспределительных, перекачивающих и насосных станций, а также нефтебаз, головных сооружений нефтегазовых промыслов (включая резервуары и обсадные колонны скважин), подземных хранилищ газа, установок комплексной подготовки газа и нефти, трубопроводов теплоэлектростанций, при подземной, подводной (с заглублением в дно), наземной (в обваловании) и надземной прокладке.

Требования настоящего стандарта должны выполняться при проектировании, строительстве, монтаже, реконструкции, эксплуатации и ремонте магистральных трубопроводов (далее – трубопроводы) и являются основой для разработки нормативной документации в области защиты от коррозии конкретных видов трубопроводов.

Требования настоящего стандарта должны реализовываться при реконструкции на участках трубопроводов, построенных до введения в действие настоящего

Проект, окончательная редакция

Настоящий стандарт не распространяется на трубопроводы тепловых сетей; трубопроводы, проложенные в населенных пунктах, коллекторах, зданиях; морские трубопроводы.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 9.014 – 78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 9.032 – 74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 9.039 – 74 Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозионная агрессивность атмосферы

ГОСТ 9.102 – 91 Единая система защиты от коррозии и старения. Воздействие биологических факторов на технические объекты. Термины и определения

ГОСТ 9.104 – 79 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации

ГОСТ 9.301 – 86 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Общие требования

ГОСТ 9.303– 84 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Общие требования к выбору

ГОСТ 9.304 – 87 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия газотермические. Общие требования и методы контроля

ГОСТ 9.307 – 89 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия цинковые горячие. Общие требования и методы контроля

ГОСТ 9.315 – 91 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия

алюминиевые горячие. Общие требования и методы контроля

ГОСТ 9.401 – 91 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов

ГОСТ 9.403–80 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Методы испытаний на стойкость к статическому воздействию жидкостей

ГОСТ 9.407 – 2015 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Метод оценки внешнего вида

ГОСТ 9.409-88 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию нефтепродуктов

ГОСТ 9.602 – 2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 9.908 – 85 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости

ГОСТ 12.0.004 – 2015 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.003 – 2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.004 – 91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005 – 88 Система стандартов безопасности труда.. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.012 – 2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.3.005 – 75 Система стандартов безопасности труда. Работы окрасочные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.3.008 – 75 Система стандартов безопасности труда. Производство

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

покрытий металлических и неметаллических неорганических. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.3.016 – 87 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности

ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

ГОСТ 112 – 78 Термометры метеорологические стеклянные. Технические условия

ГОСТ 427 – 75 Линейки измерительные металлические. Технические условия

ГОСТ 577 – 68 Индикаторы часового типа с ценой деления 0,01 мм. Технические условия

ГОСТ 804 – 93 Магний первичный в чушках. Технические условия

ГОСТ 3345 – 76 Кабели, провода и шнуры. Метод определения электрического сопротивления изоляции

ГОСТ 3640 – 94 Цинк. Технические условия

ГОСТ 4233 – 77 Реактивы. Натрий хлористый. Технические условия

ГОСТ 4234 – 77 Реактивы. Калий хлористый. Технические условия

ГОСТ 4650 – 2014 Пластмассы. Методы определения водопоглощения

ГОСТ 6709 – 72 Вода дистиллированная. Технические условия

ГОСТ 7769 – 82 Чугун легированный для отливок со специальными свойствами. Марки

ГОСТ 10821 – 2007 Проволока из платины и платинородиевых сплавов для термоэлектрических преобразователей. Технические условия

ГОСТ 11069 – 2001 Алюминий первичный. Марки

ГОСТ 11262 – 80 Пластмассы. Метод испытания на растяжение. Технические условия

ГОСТ 11507 – 78 Битумы нефтяные. Метод определения температуры хрупкости по Фраасу

ГОСТ 11645 – 73 Пластмассы. Метод определения показателя текучести

расплава термопластов

ГОСТ 12652 – 74 Стеклотекстолит электротехнический листовой.

Технические условия

ГОСТ 13518 – 68 Пластмассы. Метод определения стойкости полиэтилена к растрескиванию под напряжением

ГОСТ 14254– 2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками

ГОСТ 14760 – 69 Клеи. Метод определения прочности при отрыве

ГОСТ 15140 – 78 Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии

ГОСТ 15150 – 69 Машины, приборы и другие технические изделия.

Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 16336 – 2013 Композиции полиэтилена для кабельной промышленности. Технические условия

ГОСТ 16442 – 80 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Технические условия

ГОСТ 16783 – 71 Пластмассы. Метод определения температуры хрупкости при сдавливании образца, сложенного петлей

ГОСТ 17299 – 78 Спирт этиловый технический. Технические условия

ГОСТ 17516.1 – 90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 17792 – 72 Электрод сравнения хлорсеребряный насыщенный образцовый 2-го разряда

ГОСТ 18300 – 87* Спирт этиловый ректификованный технический. Технические условия

ГОСТ 18599 – 2001 Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия

ГОСТ 22042 – 76 Шпильки для деталей с гладкими отверстиями. Класс точности В. Конструкция и размеры

ГОСТ 22261 – 94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

ГОСТ 23216–78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний

* Не действует на территории Российской Федерации.

ГОСТ 23932 – 90 Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Общие технические условия

ГОСТ 25336 – 82 Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры

ГОСТ 25660 – 83 Фланцы изолирующие для подводных трубопроводов на Ру 10,0 МПа (около 100 кгс/ см. кв.). Конструкция

ГОСТ 26251 – 84 Протекторы для защиты от коррозии. Технические условия

ГОСТ 26996 – 86 Полипропилен и сополимеры пропилена. Технические условия

ГОСТ 27037-86 Материалы лакокрасочные. Метод определения устойчивости к воздействию переменных температур

ГОСТ 27890 – 88 Покрытия лакокрасочные защитные дезактивируемые. Метод определения адгезионной прочности нормальным отрывом

ГОСТ 28302 – 89 Покрытия газотермические защитные из цинка и алюминия металлических конструкций. Общие требования к типовому технологическому процессу

ГОСТ 30631 – 99 Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам при эксплуатации

ГОСТ 30852.0-2002 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ 31149 – 2014 Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом решетчатого надреза

ГОСТ 31993–2013 Материалы лакокрасочные. Определение толщины

покрытия

ГОСТ 32299 – 2013 Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом отрыва

ГОСТ 32702.2 – 2014 Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом Х-образного надреза

ГОСТ 33291 – 2015 Материалы лакокрасочные. Метод определения теплового воздействия

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на территории государства по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом, следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный 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 термины по ГОСТ 5272, ГОСТ 9.008, ГОСТ 9.072, ГОСТ 9.103, стандартам [1] и [2].

4 Общие положения

4.1 Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) эксплуатацию.

4.2 При всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ), независимо от коррозионной агрессивности грунта (противокоррозионная защита).

4.3 Все технические решения проекта по обеспечению противокоррозионной защиты (ПКЗ), включая выбор типа и конструкции защитного покрытия, структуру системы ЭХЗ и используемые при этом средства катодной

поляризации, а также контроля их защитного действия в составе системы ПКЗ, должны быть обоснованы на стадии проектирования.

4.4 При надземной прокладке трубопроводы, а также конструкции и оборудование надземных участков объектов магистральных трубопроводов защищают от атмосферной коррозии в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

4.5 На участках надземных трубопроводов линейной части должны быть применены диэлектрические элементы, обеспечивающие отсутствие прямого электрического контакта между трубопроводом и опорами, и предохраняющие защитное покрытие трубопровода от повреждений.

4.6 Магистральные трубопроводы, температура стенок которых в период эксплуатации ниже 268 К (минус 5 °С), не подлежат ЭХЗ при условии отсутствия вредного влияния индуцированных токов, блуждающих токов источников переменного (50 Гц) и постоянного тока, вызванных сторонними источниками, по результатам оценки такого влияния в соответствии с настоящим стандартом и ГОСТ 9.602 (раздел 5).

Если в строительный период после укладки трубопровода в проектное положение температура трубопроводов и грунта выше указанной температуры, то трубопроводы подлежат временной ЭХЗ согласно 7.1.7, до момента стабилизации технологического режима.

4.7 На нефтегазопромысловых объектах допускается не применять ЭХЗ и/или защитные покрытия на основании выполненного проектной организацией технико-экономического обоснования с учетом оценки критериев коррозии согласно ГОСТ 9.602 и срока службы объекта, при обеспечении безопасной эксплуатации.

4.8 Наружную (внешнюю) поверхность обсадных колонн скважин нефтегазопромысловых объектов допускается защищать от коррозии только средствами ЭХЗ, без применения защитных покрытий.

4.9 Тип и конструкция защитных покрытий (систем защитных покрытий) и

средства ЭХЗ трубопроводов от коррозии должны быть определены проектом нового, реконструируемого или ремонтируемого трубопровода. Проектные решения для систем комплексной защиты трубопроводов от коррозии не должны оказывать вредного влияния на окружающую среду, что должно подтверждаться в экологическом заключении на проект.

4.10 Для определения состояния ПКЗ и коррозионного состояния магистральных трубопроводов необходимо проводить их периодическое коррозионное обследование и диагностирование организациями, имеющими право на выполнение данного вида работ.

4.11 Проектные решения по ПКЗ трубопроводов, а также иных объектов, на которые распространяются действия настоящего стандарта, подлежат оценке соответствия (экспертизе) организациями, имеющими право на выполнение данного вида работ, в соответствии с требованиями действующего законодательства.

4.12 Для трубопроводов, построенных до введения настоящего стандарта, должен быть предусмотрен порядок приведения состояния ПКЗ к требованиям настоящего стандарта.

5 Факторы и критерии опасности коррозии

5.1 Факторы, определяющие опасность коррозии наружной поверхности при любых способах прокладки стальных магистральных трубопроводов, надземных конструкций и оборудования включают условия эксплуатации, факторы среды, воздействие электрических полей сторонних коммуникаций и сооружений.

5.2 Коррозионная агрессивность грунта и грунтовых вод по отношению к стальным магистральным трубопроводам характеризуется значениями удельного электрического сопротивления грунта (грунтовых вод) и плотностью катодного тока, в соответствии с положениями ГОСТ 9.602.

5.3 Наличие и опасное влияние блуждающих токов от источников постоянного тока в грунте определяют в соответствии с ГОСТ 9.602 (раздел 5).

5.4 Для трубопроводов, проектируемых параллельно существующим (в одном технологическом коридоре), опасность воздействия блуждающих токов необходимо оценивать комплексно (по результатам измерений наличия блуждающих токов в грунте и по результатам измерений на существующих трубопроводах в течение не менее 24 часов).

5.5 Опасным влиянием блуждающих токов от источников постоянного тока на стальные магистральные трубопроводы считается наличие на их поверхности стационарных анодных или знакопеременных зон (по ГОСТ 9.602).

5.6 Оценка влияния переменного тока промышленной частоты на находящиеся в эксплуатации магистральные трубопроводы определяется по величине переменного тока на вспомогательном электроде в соответствии с ГОСТ 9.602 (приложение Е) или иным нормативным документом. Показатели коррозионной опасности для магистральных трубопроводов, вызываемой влиянием переменного тока, в зависимости от величины плотности переменного тока на вспомогательном электроде приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Показатели коррозионной опасности для трубопроводов, вызываемой влиянием переменного тока

Плотность переменного тока на вспомогательном электроде, А/м ²	Примечание
До 20	Дополнительные меры не требуются
От 20 до 100	Требуется контроль
Более 100	Требуется применение технических решений по ограничению воздействия

5.7 Опасность влияния индуцированного напряжения переменного тока существующих высоковольтных (110 кВ и выше) линий электропередачи (ЛЭП) на проектируемый трубопровод должна определяться в соответствии с методикой, приведенной в приложении А. Предельно допустимая величина индуцированного

напряжения на участках влияния ЛЭП – 60 В, напряжения прикосновения в режиме короткого замыкания – 1000 В.

5.8 Оценку степени коррозионной агрессивности атмосферы для стальных магистральных трубопроводов рекомендуется проводить по параметрам, указанным в Таблице 2.

Факторы, параметры, степень и классификацию коррозионной агрессивности атмосферы определяют в соответствии с ГОСТ 9.039. Оценка степени агрессивности атмосферы приведена в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Оценка степени коррозионной агрессивности атмосферы для углеродистых конструкционных сталей

Тип атмосферы	Коррозионные потери, г/(м ² · год)	Коррозионные потери по глубине коррозионных повреждений, мм/год	Степень коррозионной агрессивности атмосферы
1	До 300 включ.	До 0,038 включ.	От 2 до 3 (низкая)
2а, 4а	От 300 до 500 включ.	От 0,038 до 0,064 включ.	От 3 до 4 (умеренная)
2б, 4б	Более 500 до 700 включ.	Более 0,064 до 0,090	4 (повышенная)
3	Более 700	Более 0,090	5 (высокая)

Макроклиматическое районирование, категории, условия эксплуатации в части воздействия климатических факторов внешней среды устанавливаются в соответствии с ГОСТ 15150.

5.9 Участки магистральных трубопроводов должны ранжироваться по степени коррозионной опасности. Критерии определения зон высокой и умеренной коррозионной опасности магистральных трубопроводов приведены в таблице 3.

5.10 К участкам высокой коррозионной опасности относятся участки трубопроводов, на которых произошли коррозионные отказы (разрывы, свищи), и/или участки, на которых скорость коррозии превышает 0,3 мм в год.

5.11 Границы и протяженность участков (зон) высокой коррозионной опасности уточняются при коррозионном обследовании прилегающих участков трубопроводов с обязательным обследованием их коррозионного состояния в шурфах и с учетом данных внутритрубной дефектоскопии (при наличии).

Примечание — До получения результатов коррозионного обследования и определения по результатам обследования границ и протяженности участков высокой коррозионной опасности, границами таких участков назначаются точки подключения к трубопроводу ближайших установок катодной защиты. Исключение участков трубопроводов из категории высокой коррозионной опасности может осуществляться на основании результатов коррозионных обследований, реконструкции или ремонта участка трубопровода.

Т а б л и ц а 3 – Критерии определения участков высокой и умеренной коррозионной опасности магистральных трубопроводов

Степень коррозионной опасности	Критерии	
	наличие коррозионных отказов	скорость коррозии, мм/год
Высокая	Да	Более 0,3
Умеренная	Нет	0,3 и менее

5.12 При проектировании должны быть предусмотрены дополнительные технические решения по защите от коррозии и мониторингу коррозионного состояния для участков трубопроводов:

- с высокой коррозионной агрессивностью грунта в соответствии с ГОСТ 9.602 (таблица 1);

- участков трубопроводов в засоленных грунтах и грунтовых водах (солончаковых, солонцах, солодах, сорах и др.) с солесодержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта;

- с опасным воздействием блуждающих токов источников постоянного тока и переменного тока промышленной частоты в соответствии с 5.5, 5.6;

- при воздействии индуцированного напряжения высоковольтных ЛЭП, подлежащих контролю или применению технических решений по ограничению этого воздействия в соответствии с 5.7 и таблицей 1;

- при биокоррозионном воздействии (биокоррозия) на стальные магистральные трубопроводы в соответствии с положениями 5.7 и 5.8 ГОСТ 9.602;

- в зонах промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлаков;
- на участках с температурой транспортируемого продукта свыше 40 °С;
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных грунтах, и в поймах рек;

- на подводных переходах;
- на переходах через железные и автомобильные дороги, включая по 100 м в обе стороны от места пересечения;
- на территориях промышленных площадок нефтегазовых сооружений;
- на пересечениях с различными трубопроводами, включая по 100 м в обе стороны от места пересечения.

6 Требования к защитным покрытиям

6.1 Общие требования

6.1.1 Защитные покрытия магистральных трубопроводов и входящих в их состав объектов должны соответствовать проектным требованиям, условиям строительства и эксплуатации.

6.1.2 При выборе и практическом применении защитных покрытий необходимо учитывать:

- условия прохождения трассы трубопровода;
- диаметр трубопровода;
- условия транспортировки и хранения труб, монтажных изделий;
- проектную температуру эксплуатации трубопровода;

- факторы опасности коррозии;
- условия проведения строительно-монтажных работ;
- срок службы трубопровода, указанный в проектной документации.

6.1.3 При новом строительстве трубопроводов и при капитальном ремонте трубопроводов с заменой труб и монтажных узлов (соединительных деталей, монтажных узлов, запорной арматуры) должны применяться трубы и монтажные узлы с покрытиями заводского нанесения. Допускается трассовое нанесение защитных покрытий на узлы диаметром менее 530 мм.

6.1.4 При ремонте (замене) защитных покрытий действующих трубопроводов в трассовых условиях следует применять покрытия, соответствующие требованиям настоящего стандарта.

6.1.5 Покрытия и комплектующие материалы, используемые для их нанесения, должны применяться строго в диапазоне температур, предусмотренных документацией производителей на эти материалы и покрытия.

6.1.6 Соответствие свойств материалов, применяемых для нанесения защитного покрытия, техническим требованиям (спецификациям) на поставку, должно документально подтверждаться изготовителями / поставщиками изоляционных материалов, производителями изоляционных работ, в том числе, на основании результатов входного контроля.

6.1.7 Участки трубопроводов подземной прокладки, выходящие из земли, должны иметь наружное покрытие с выходом над поверхностью земли на расстояние не менее 200 мм. Рекомендуется предусматривать дополнительную защиту наружного покрытия в надземной части трубопровода от воздействия солнечной радиации.

6.1.8 На трубопроводах, прокладываемых на пересечениях с автомобильными или железными дорогами с применением кожухов (патронов), пространство между трубой и кожухом (патроном) должно быть защищено от проникновения грунтовых вод и других коррозионных агрессивных сред, с установкой герметизирующих устройств на концах кожухов (патронов).

6.1.9 На подводных переходах, в скальных грунтах, помимо защитной обертки следует применять жесткую футеровку из негниющих материалов, обетонирование, опорные или фиксирующие элементы, обеспечивающие требуемую защиту покрытий от механических повреждений и не допускающие экранирование токов катодной защиты.

6.1.10 Изоляция мест подключения кабелей и проводов системы ЭХЗ к трубопроводу должна осуществляться с учетом требований настоящего стандарта с применением защитных покрытий, характеристики которых по основным показателям соответствуют свойствам основного покрытия.

6.1.11 Работы по нанесению защитных покрытий на элементы магистральных трубопроводов следует производить в соответствии с технологической документацией, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

6.1.12 Длительное хранение (6 месяцев и более) на открытом воздухе труб и соединительных деталей с наружными покрытиями для защиты от подземной коррозии допускается только при обеспечении защиты покрытий от воздействия солнечной радиации.

6.2 Требования к покрытиям для защиты от атмосферной коррозии

6.2.1 Защита от атмосферной коррозии заключается в нанесении на поверхность металла конструкций и оборудования надземных участков объектов магистральных трубопроводов покрытий, соответствующих условиям их эксплуатации, для ограничения контакта металла с внешней средой.

6.2.2 Трубопроводы при надземной прокладке защищают атмосферостойкими покрытиями. Для временной защиты при транспортировке элементов трубопроводов допускается применение средств противокоррозионной защиты в соответствии с ГОСТ 9.014 или атмосферостойких покрытий.

6.2.3 Условия эксплуатации надземных участков трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных трубопроводов определяются следующими факторами:

- категорией коррозионной агрессивности (активности) атмосферы согласно таблице 2, ГОСТ 9.039 и стандарту [3];
- категорией размещения изделий и условий эксплуатации согласно ГОСТ 15150.

6.2.4 Покрытия, применяемые для защиты от атмосферной коррозии надземных участков трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных трубопроводов, должны:

- быть устойчивыми к нагрузкам, возникающим в результате перепадов температур в процессе эксплуатации;
- иметь прочное сцепление с металлической поверхностью (адгезию);
- быть сплошными;
- обеспечивать сохранение защитных и декоративных свойств.

6.2.5. Сроки службы систем покрытий для различных категорий агрессивности атмосферы подразделяются на:

- низкий (Н) – 5 - 7 лет;
- средний (С) – более 7 до 15 лет;
- большой (Б) – более 15 лет.

Периодичность контроля систем покрытий в процессе эксплуатации не реже:

- Н – одного раза в 2 года;
- С – одного раза в 4 года;
- Б – одного раза в 5 лет.

6.2.6 При применении для защиты от атмосферной коррозии металлических покрытий на основе алюминия и цинка, в зависимости от технологии нанесения покрытия и применяемых материалов, характеристики металлических покрытий должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.304, ГОСТ 9.315, ГОСТ 28302,

стандарту [10]. Допускается применение комбинированных покрытий (металлических покрытий с последующим окрашиванием).

6.2.7 Для защиты от коррозии с применением лакокрасочных покрытий рекомендуется применять системы атмосферостойких лакокрасочных покрытий на основе лакокрасочных материалов в соответствии с таблицей Б.1 (приложение Б), удовлетворяющих требованиям таблицы Б.3 (приложение Б). Выбор лакокрасочных покрытий должен производиться на стадии проектирования в соответствии с условиями эксплуатации и необходимым сроком службы покрытия.

6.2.8 Лакокрасочные покрытия (системы покрытий), применяемые для защиты от атмосферной коррозии, должны соответствовать техническим требованиям, приведенным в таблице Б.3 (приложение Б), после проведения испытаний в соответствии с таблицей Б.2 (приложение Б). Данные о соответствии лакокрасочных покрытий техническим требованиям предоставляет производитель покрытий (систем покрытий) в виде сертификата и/или заключения организации, имеющей подтверждение компетенции. Оценка атмосферостойких лакокрасочных покрытий должна осуществляться после их отверждения. Время выдержки до приемки покрытия после нанесения определяется в соответствии с рекомендациями производителя покрытий, но должно быть не менее 7 суток.

6.2.9 Участки лакокрасочного покрытия, не соответствующие хотя бы одному из показателей таблицы Б.4 (приложение Б), считаются дефектными и подлежат ремонту или удалению (с последующим повторным нанесением покрытия).

6.3 Требования к покрытиям для защиты от коррозии при подземной прокладке

6.3.1 Защитные покрытия трубопроводов подземной, подводной и наземной прокладки должны обеспечивать эффективную защиту магистрального трубопровода на период срока его эксплуатации, указанного в проектной документации.

6.3.2 В зависимости от допустимых температурных условий эксплуатации защитные покрытия относятся к одному из типов исполнения и классов, приведенным в таблицах В.1, В.2, В.3, В.5 (приложение В).

6.3.3 Для трубопроводов закрытой прокладки (проколы, кожухи, протаскивание труб через скважины методом наклонно-направленного бурения) и прокладки в скальных грунтах должны применяться защитные покрытия специального исполнения.

6.3.4 Рекомендуемые к применению конструкции защитных покрытий магистральных трубопроводов при их подземной, подводной (с заглублением в дно) и наземной (в обваловании) прокладке в зависимости от вида материалов и условий нанесения покрытий и требования к ним приведены в приложении В.

6.3.5 Для технических устройств и оборудования наружного (надземного) расположения с наружным защитным покрытием заводского нанесения допускается использовать покрытия любого типа исполнения соответствующего класса, при условии дополнительной защиты покрытия от воздействия солнечной радиации.

6.3.6 Противокоррозионную защиту стальных труб теплоизолированных трубопроводов следует осуществлять полимерными покрытиями, отвечающими требованиям по температуре эксплуатации трубопровода и требованиям, приведенным в таблице В.10 (приложение В).

6.3.7 Для труб диаметром 530 мм и более, предназначенных для последующего обетонирования, следует применять полимерное противокоррозионное покрытие (полиэтиленовое, полипропиленовое) или

покрытие на основе термоусаживающихся материалов заводского (базового) нанесения, независимо от условий прокладки и эксплуатации.

6.4 Требования к покрытиям для защиты сварных стыков труб с покрытием заводского нанесения

6.4.1 Нанесение наружных защитных покрытий на сварные стыки трубопроводов должно осуществляться организацией, имеющей соответствующее оборудование и работников, прошедших обучение и аттестацию на проведение работ по изоляции сварных стыков. Проведение работ по изоляции сварных стыков должно производиться в соответствии с инструкцией, разработанной с учетом рекомендаций производителей /поставщиков изоляционных материалов.

6.4.2 Выбор материалов (конструкции покрытия) для изоляции сварных стыков должен осуществляться с учетом типа основного покрытия, диаметра, температурных условий строительства и эксплуатации, а также условий прокладки трубопровода. Качество покрытия сварных стыков должно соответствовать требованиям настоящего стандарта.

6.4.3 Изоляцию сварных стыков трубопроводов осуществляют с использованием термопластичных и/или термореактивных материалов.

6.4.4 В качестве термопластичных материалов для изоляции сварных стыков используют полимерные ленты ручного нанесения с адгезивом мастичного типа или на основе каучука, термоусаживающиеся манжеты в комплекте с грунтовкой или без неё. Для изоляции стыков сварных труб с (полиэтиленовым, полипропиленовым) покрытием заводского нанесения также могут применяться конструкции, аналогичные основному покрытию, отвечающие требованиям настоящего стандарта.

6.4.5 В качестве термореактивных материалов для изоляции сварных стыков применяют жидкие и порошковые оплавляемые эпоксидные композиции, полиуретановые, эпокси-полиуретановые композиции.

6.4.6 В зависимости от типов защитного покрытия трубопроводов, методов прокладки и допустимых температурных условий эксплуатации изоляцию сварных стыков выполняют по одному из классов, характеристики которых приведены в таблицах В.11 и В.12 (приложение В).

6.4.7 При изоляции сварных стыков трубопроводов надземной прокладки с наружным защитным покрытием заводского нанесения допускается использовать покрытия любого типа исполнения соответствующего класса при условии дополнительной защиты покрытия от воздействия солнечной радиации.

6.4.8 Покрытие сварного стыка должно быть сплошным, иметь ровную поверхность или повторять рельеф изолируемой зоны сварного стыка. На поверхности покрытия не допускается наличие трещин и пузырей, а также задиров и царапин, снижающих общую толщину покрытия ниже требуемого значения. Для покрытий на основе полимерных лент различия по толщине, обусловленные нахлестами ленты, не являются признаками брака. Для покрытий на основе термореактивных или наплавляемых материалов допускается наличие наплывов высотой не более 1,5 мм.

6.4.9 Величина нахлеста покрытия сварного стыка на защитное покрытие должна составлять не менее 50 мм.

6.4.10 Показатели свойств изоляции сварного стыка нормального исполнения должны соответствовать требованиям, указанным в таблице В.13 (приложение В).

6.4.11 Показатели свойств изоляции сварного стыка термостойкого исполнения должны соответствовать требованиям, указанным в таблице В.14 (приложение В).

6.4.12 Показатели свойств изоляции сварного стыка специального исполнения должны соответствовать требованиям, указанным в таблице В.15 (приложение В).

7 Требования к системам электрохимической защиты

7.1 Общие требования

7.1.1 В системах ЭХЗ магистральных трубопроводов применяют установки катодной защиты, установки протекторной защиты, установки дренажной защиты, вставки (фланцы) электроизолирующие, защитно-пороговые устройства, блоки совместной защиты, контрольно-измерительные пункты, средства контроля, управления и коррозионного мониторинга. Система ЭХЗ защищаемых объектов может включать все или некоторые из этих элементов.

7.1.2 ЭХЗ от коррозии вновь строящихся трубопроводов должна быть осуществлена с учетом действующей ЭХЗ существующих смежных объектов и перспективы дальнейшего развития строящихся подземных сооружений в соответствии с данными указанными в технических требованиях.

7.1.3 ЭХЗ трубопроводов от коррозии следует проектировать для трубопровода с учетом действующей электрохимической защиты эксплуатируемых сооружений, с определением следующих параметров:

- для установок катодной защиты на начальный период эксплуатации – силы защитного тока, напряжения и сопротивления растеканию тока анодных заземления, на конечный (не менее 10 лет) - силы защитного тока;
- для установок протекторной защиты на начальный период эксплуатации – силы защитного тока и сопротивления растеканию протекторов;
- для установок дренажной защиты на начальный период эксплуатации – силы тока дренажа и сопротивления дренажной цепи.

7.1.4 При расчете параметров ЭХЗ следует учитывать влияние заземляющих устройств систем электрического заземления и молниезащиты коммуникаций трубопроводов.

7.1.5 Рекомендуемым решением является исключение прямых электрических соединений подлежащих электрохимической защите подземных трубопроводов с заземляющими системами и системами молниезащиты, с учетом требований

- диэлектрическое отделение заземленного электрооборудования от подлежащих электрохимической защите подземных трубопроводов;
- применение технических решений, ограничивающих потребление (расход) тока систем электрохимической защиты на заземляющие элементы систем электрического заземления и молниезащиты.

7.1.6 Средства ЭХЗ трубопроводов, предусмотренные проектом, следует включать в работу в зонах блуждающего тока в течение периода не более месяца после укладки и засыпки участка трубопровода; а в остальных случаях – в течение периода не позднее 3 месяцев. Если проектом предусматриваются более поздние сроки окончания строительства средств ЭХЗ и ввода их в эксплуатацию, то необходимо предусмотреть временную ЭХЗ со сроками ввода в эксплуатацию, соответствующими указанным в данном пункте.

7.1.7 На период строительства трубопровода, в качестве временной защиты разрешается использование установок протекторной защиты. В случае строительства трубопровода параллельно эксплуатируемому трубопроводу, оснащеному системой катодной защиты, допускается осуществлять временную совместную защиту строящегося и эксплуатируемого трубопровода системой ЭХЗ эксплуатируемого трубопровода.

7.1.8 Система ЭХЗ от коррозии всего объекта в целом должна быть построена и включена в работу до сдачи объекта в эксплуатацию.

7.1.9 ЭХЗ должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации подземных (подводных с заглублением в дно) трубопроводов непрерывную по времени катодную поляризацию на всей внешней поверхности сооружения таким образом, чтобы значения параметров ЭХЗ трубопроводов соответствовали требованиям, указанным в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Критерии защищенности подземных и подводных трубопроводов

Условия эксплуатации		Минимальный потенциал сооружения относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В		Дополнительный критерий
		потенциал без омической составляющей (поляризационный)	с омической составляющей	
По температуре транспортируемого продукта	до 40 °С (включительно)	- 0,85	- 0,90	Не нормируется
	более 40 °С	- 0,95	- 1,05	Не нормируется
При биокоррозионном воздействии (биокоррозия)		- 0,95	- 1,05	Не нормируется
По характеристике коррозионной среды	грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м	- 0,95	- 1,05	Не нормируется
	грунты с удельным электрическим сопротивлением от 10 Ом·м до 100 Ом·м при температуре транспортируемого продукта до 40 °С (включительно)	- 0,85	- 0,90	Не нормируется
	грунты с удельным электрическим сопротивлением от 100 до 1000 Ом·м при температуре транспортируемого продукта до 40 °С (включительно)	-0,75	Не нормируется	Плотность тока катодной поляризации вспомогательного электрода ≥ 10 мкА/см ² или катодное смещение потенциала без омической составляющей на 100 мВ

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
Окончание таблицы 4

Условия эксплуатации		Минимальный потенциал сооружения относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В		Дополнительный критерий
		потенциал без омической составляющей (поляризационный)	с омической составляющей	
По характеристике коррозионной среды	грунты с удельным электрическим сопротивлением более 1000 Ом·м при температуре транспортируемого продукта до 40 °С (включительно)	-0,65	Не нормируется	Плотность тока катодной поляризации вспомогательного электрода $\geq 10 \text{ мкА/см}^2$ или катодное смещение потенциала без омической составляющей на 100 мВ
Примечания 1 Выбор критерия защищенности (потенциала без омической составляющей или потенциала с омической составляющей) осуществляется в соответствии со стандартом эксплуатирующей организации. 2 Величина максимального допустимого защитного потенциала без омической составляющей (поляризационного) не может быть более отрицательной, чем минус 1,15 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения. 3 Для трубопроводов, температура транспортируемого продукта которых не выше 5 °С, минимальный защитный потенциал устанавливается положительнее приведенных значений на 0,05 В. 4 Для промышленных трубопроводов и защитных кожухов, имеющих сопротивление изоляции менее 200 Ом·м² и находящихся в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности по ГОСТ 9.602, допускается применять в качестве критерия защиты катодное смещение потенциала без омической составляющей на 100 мВ. 5 При проектировании ЭХЗ расчеты следует производить с учетом максимального катодного смещения потенциала не более 2 В. 6 При нормировании дополнительного критерия обязательно одновременное обеспечение основного критерия ЭХЗ (потенциала без омической составляющей)				

7.1.10 При осуществлении ЭХЗ участка трубопровода или резервуарного парка, у которых коррозионные повреждения стенок труб или резервуаров превышают 10 % их толщины, минимальные защитные потенциалы защищаемых объектов должны быть на 0,050 В отрицательнее значений, регламентированных в таблице 4.

7.1.11 Для газораспределительных, промышленных трубопроводов в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности по ГОСТ 9.602, допускается

минимальный поляризационный потенциал более положительный, чем минус 0,85 В (с омической составляющей минус 0,90 В), при условии обеспечения проектного срока их службы, что должно быть подтверждено технико-экономическим обоснованием в соответствии с нормативной документацией и заключением специализированной организации, уполномоченной в соответствии с действующим законодательством.

7.1.12 Система ЭХЗ магистральных трубопроводов не должна оказывать вредного влияния на сторонние коммуникации и сооружения. Сторонними коммуникациями являются: сооружения, пересекающие трубопровод; проходящие в одном техническом коридоре с трубопроводом; сооружения, на которые возможно воздействие системы ЭХЗ трубопровода. В проекте ЭХЗ следует предусматривать мероприятия по исключению возможного вредного влияния на сторонние коммуникации. Вредным влиянием ЭХЗ на сторонние подземные коммуникации в соответствии с ГОСТ 9.602 является:

- смещение (уменьшение или увеличение по абсолютной величине) за пределы диапазона защитных потенциалов защищаемого стороннего металлического сооружения, имеющего электрохимическую защиту;
- смещение в анодную сторону потенциала стороннего подземного металлического сооружения, которое раньше не требовало защиты.

7.1.13 Для устранения вредного влияния ЭХЗ на сторонние коммуникации и оптимального распределения защитного тока могут применяться отдельные (в том числе локальная) или совместные схемы ЭХЗ.

7.1.14 Эксплуатация совместной или раздельной электрохимической защиты нескольких трубопроводов допускается при любой разности потенциалов между ними при условии, что обеспечиваются параметры ЭХЗ трубопроводов в соответствии с 7.1.9 и 7.1.10.

7.1.15 Для электрического разъединения участков трубопроводов с раздельной ЭХЗ, отделения от не подлежащих ЭХЗ подземных сооружений, снижения влияния блуждающих токов, применяют электроизолирующие

соединения: электроизолирующие вставки, электроизолирующие фланцевые соединения, ложементы электроизолирующие.

7.1.16 При применении электроизолирующих соединений в составе отдельных схем ЭХЗ необходимо принять меры, исключающие возникновение вредного влияния ЭХЗ объектов магистральных трубопроводов на электроизолированные части трубопровода и сооружений, имеющих металлический контакт с ним.

7.1.17 На трубопроводах, прокладываемых под автомобильными или железными дорогами, металлический контакт поверхности трубы и стального или железобетонного кожуха не допускается.

7.1.18 Система ЭХЗ магистральных трубопроводов на участках высокой коррозионной опасности должна быть обеспечена дистанционным контролем параметров ЭХЗ и режимов работы основного оборудования (установки катодной и дренажной защиты).

7.1.19 Отказ, создающий вынужденный перерыв в работе средств электрохимической защиты трубопроводов и приводящий к несоответствию параметров ЭХЗ требованиям 7.1.9 и 7.1.10, должен быть устранен в течение не более 24 ч.

7.1.20 Для проведения регламентных и ремонтных работ допускаются перерывы в действии каждой установки ЭХЗ суммарной продолжительностью не более 80 ч в квартал. Дополнительно при проведении опытных или исследовательских работ допускается временное отключение средств ЭХЗ на срок общей продолжительностью не более 240 ч в год с документальным оформлением и обоснованием срока отключения.

7.1.21 Недействующие (законсервированные или временно выведенные из эксплуатации) трубопроводы подлежат ЭХЗ.

7.2 Требования к оборудованию электрохимической защиты

7.2.1 Оборудование, входящее в состав проектируемых и реконструируемых

систем ЭХЗ трубопроводов, должно соответствовать требованиям настоящего стандарта (Приложение Д).

7.2.2 Применение конкретного вида анодного заземления в установках катодной защиты (сосредоточенные, распределенные, глубинные, протяженные анодные заземления) должно быть определено проектом.

7.2.3 Система ЭХЗ, состоящая из нескольких установок катодной защиты (УКЗ), должна эксплуатироваться в согласованном (оптимальном) режиме с минимальным потреблением электрической энергии, при обеспечении защищенности трубопровода в соответствии с 7.1.9 и 7.1.10.

7.2.4 Процедура оптимизации режимов УКЗ должна проводиться в рамках пуско-наладочных работ системы ЭХЗ вводимого в эксплуатацию объекта, а также в процессе эксплуатации и проведения диагностических работ.

7.2.5 Установки протекторной защиты должны состоять из одиночных или групповых протекторов, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов и, при необходимости, регулирующих и/или поляризующих элементов. Групповые протекторные установки, одиночные и протяженные протекторы должны быть подключены к защищаемому трубопроводу через контрольно-измерительные пункты.

7.2.6 Защиту протекторами (гальваническими анодами), как правило, применяют в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 150 Ом·м:

- для отдельных участков трубопроводов небольшой протяженности (не имеющих электрических контактов с другими сооружениями) при отсутствии или при наличии опасности блуждающих постоянных токов, если вызываемое ими среднее смещение потенциала от стационарного не превышает 0,3 В;
- для участков трубопроводов, электрически отсеченных от общей сети изолирующими соединениями;
- при относительно малых расчетных защитных токах (менее или равных 0,5-1 А);

- как дополнительное средство, когда действующие катодные станции не обеспечивают защиту отдельных участков трубопроводов;
- для защиты кожухов (патронов), не имеющих электрического контакта с системой ЭХЗ трубопровода.

7.2.7 Для увеличения токоотдачи допускается использовать искусственное снижение удельного электрического сопротивления грунта в местах установки протекторов при исключении вредного воздействия на окружающую среду.

7.2.8 Катодную поляризацию трубопроводов с непрерывным обеспечением требуемых защитных потенциалов в зонах действия блуждающих токов источников постоянного тока следует осуществлять с помощью поляризованных электрических дренажей, в том числе автоматических поляризованных дренажей с управлением величиной сопротивления цепи дренирования тока, а также установками катодной защиты с автоматическим поддержанием заданного защитного потенциала, поляризованными установками протекторной защиты.

7.2.9 Установки дренажной защиты следует подключать к источникам блуждающих токов в соответствии с техническими условиями, согласованными с требованиями организаций, эксплуатирующих объекты, являющиеся источниками блуждающих токов.

7.2.10 Для снижения коррозионной опасности в зоне влияния высоковольтных линий электропередачи, определяемой в соответствии с таблицей 1, следует предусматривать повышение (смещение в отрицательную сторону) потенциала трубопровода до максимально допустимых значений в соответствии с таблицей 4, и/или снижение влияния наведенного переменного тока на трубопровод с помощью специальных устройств для отведения переменного тока.

7.2.11 Контрольно-измерительные и контрольно-диагностические пункты должны соответствовать требованиям Д.6 (приложение Д).

7.2.12 Контрольно-диагностические пункты устанавливаются на участках высокой коррозионной опасности (ВКО) и участках, указанных в 5.12.

7.2.13 Контрольно-измерительные пункты устанавливают над осью трубопровода со смещением от нее не далее 0,2 м от точки подключения к трубопроводу ближайшего контрольного провода. При многониточной системе трубопроводов контрольно-измерительные пункты устанавливают на каждом трубопроводе, как правило, на одном поперечнике перпендикулярно осям трубопроводов.

7.2.14 В случае расположения трубопровода на участке, где эксплуатация контрольно-измерительных пунктов затруднена, последние могут быть установлены в ближайших удобных для эксплуатации местах, но не далее 50 м от точки подключения контрольного провода к трубопроводу. Эти контрольно-измерительные пункты должны иметь маркировку с указанием направления и расстояния до оси трубопровода.

7.2.15 На трубопроводах контрольно-измерительные или контрольно-диагностические пункты устанавливают:

- на каждом километре (на участках высокой коррозионной опасности - не реже чем через 500 м);
- на расстоянии трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок электрохимической защиты и от электрических перемычек;
- у водных и транспортных переходов (с обеих сторон);
- у вставок (фланцев) электроизолирующих, обеспечивающих контроль параметров электрохимической защиты с трубопроводов по обе стороны;
- на участках пересечения трубопроводов с другими подземными металлическими и железобетонными сооружениями;
- у технологических площадок, оборудованных контурами защитных заземлений системы электробезопасности и молниезащиты (с установкой контрольно-измерительных пунктов, обеспечивающих измерение тока защиты на левом и правом плече трубопровода за пределами контура заземления);
- на подземных сооружениях промышленных площадок.

7.2.16 На подземных сооружениях компрессорных, насосных станций,

резервуарных парков и других объектах проводники контрольно-измерительных пунктов подключают:

- на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок электрохимической защиты;
- в местах пересечения коммуникаций, на участках наиболее экранированных от защитного тока;
- в местах изменения направления трубопроводов, превышающего 60°, при длине участка коммуникации более 100 м;
- в местах сближения коммуникаций с глубинными анодными заземлениями, при расстоянии между ними до 50 м;
- не менее в одной точке у емкостей или резервуаров, емкостью от 1 (одного) м³, имеющих контакт с грунтом.

7.2.17 Допускается не устанавливать контрольно-измерительные пункты в указанных в 7.2.15 и 7.2.16 местах (кроме точек дренажа установок катодной, протекторной и дренажной защиты), если обеспечена возможность прямого электрического контакта с трубопроводом.

7.2.18 Для контроля за состоянием комплексной защиты промышленных трубопроводов контрольно-измерительные пункты (дополнительно к требованиям 7.2.15 – 7.2.17) устанавливают на расстоянии 50 м от устья скважин.

7.2.19 Для контроля потенциала на подземных коммуникациях промышленных площадок должны быть предусмотрены контрольно-измерительные пункты, оборудованные электродами сравнения длительного действия. При наличии над подземными технологическими трубопроводами сплошного твёрдого покрытия (бетонные плиты, асфальт) в нём должны быть предусмотрены отверстия, закрываемые ковром, для установки переносного электрода сравнения в грунт над трубопроводом. В местах подключения контрольного провода к трубопроводу должна быть обеспечена возможность контакта неполяризующегося электрода сравнения с грунтом в зафиксированной на поверхности земли точке.

8 Требования к контролю состояния защиты от коррозии

8.1 Требования к контролю покрытий для защиты от атмосферной коррозии

8.1.1 При контроле нанесенных атмосферостойких лакокрасочных защитных покрытий проверяют их соответствию техническим требованиям, приведенным в таблице Б.4 (приложение Б), по следующим параметрам:

- внешний вид – визуально, с полным осмотром поверхности;
- толщину – неразрушающим методом не менее чем в трех сечениях по длине трубы и в четырех точках каждого сечения, а также в местах, вызывающих сомнение;
- диэлектрическую сплошность – по всей площади поверхности в соответствии со стандартом [9];
- адгезию лакокрасочных покрытий при толщине покрытия не более 250 мкм – по ГОСТ 15140, ГОСТ 31149 не менее чем на 1 % труб и в местах, вызывающих сомнение;
- адгезию лакокрасочных покрытий при толщине покрытия более 250 мкм – по ГОСТ 32702.2.

8.1.2 При контроле металлических покрытий проверяют:

- внешний вид – визуально, с полным осмотром поверхности;
- толщину – неразрушающим методом по ГОСТ 9.304, с учетом требований ГОСТ 28302, не менее чем в трех сечениях по длине трубы и в четырех точках каждого сечения, а также в местах, вызывающих сомнение;
- адгезию – не менее чем на 1 % труб и в местах, вызывающих сомнение.

8.1.3 При контроле средств и покрытий для временной защиты проверяют внешний вид, толщину и сплошность.

8.1.4 Периодичность контроля систем покрытий определяется согласно 6.2.5.

8.1.5 Оценка качества покрытия и его отбраковка, необходимость его

ремонта или удаления и нанесения нового покрытия определяется согласно 6.2.8 и 6.2.9.

8.2 Требования к контролю защитных покрытий на строящихся, реконструируемых, эксплуатируемых и ремонтируемых участках трубопроводов

8.2.1 Наружные противокоррозионные защитные покрытия трубопроводов трассового нанесения, предназначенных для подземной, подводной (с заглублением в дно) и наземной (в обваловании) прокладки, после нанесения и перед укладкой трубопроводов контролируют по следующим показателям таблицы В.9 (приложение В):

- визуальный контроль состояния поверхности покрытия;
- толщина защитного покрытия;
- адгезия к стали;
- адгезия в нахлесте (для ленточных покрытий);
- диэлектрическая сплошность.

8.2.2 По результатам визуального контроля при нанесении защитных покрытий в трассовых условиях не допускаются вздутия, гофры, складки.

8.2.3 При нанесении защитных оберток и покрытий на основе ленточных рулонных материалов следует контролировать ширину нахлеста смежных витков, которая при однослойном нанесении должна составлять не менее 3 см, при двухслойном покрытии нахлест второго витка на первый должен составлять 50 % от ширины ленты плюс не менее 3 см.

8.2.4 Толщину защитного покрытия контролируют неразрушающими методами через каждые 100 м трубопровода и в местах, вызывающих сомнение. Измерение толщины покрытия осуществляют не менее чем в четырех точках каждого сечения.

8.2.5 Адгезию защитного покрытия к стали (в том числе на участках сварных стыков) и адгезию ленточных покрытий в местах нахлеста контролируют по ГОСТ 9.602 (приложение К) через каждые 500 м и в местах, вызывающих

сомнение.

8.2.6 Диэлектрическую сплошность крановых узлов, фасонной арматуры, а также сварных стыков труб с покрытиями заводского нанесения контролируют на всей поверхности защитного покрытия этих деталей согласно требованию 7.14 ГОСТ 9.602.

8.2.7 Сплошность защитного покрытия смонтированного трубопровода контролируют перед укладкой в траншею искровым дефектоскопом в соответствии с требованием 7.14 ГОСТ 9.602. Контролю подлежит вся внешняя поверхность сооружения.

В случае пробоя защитного покрытия проводят ремонт дефектных мест. Отремонтированные участки следует повторно проконтролировать.

8.2.8 При разрушающих методах контроля защитное покрытие должно быть восстановлено и вновь проконтролировано на диэлектрическую сплошность и соответствие толщины отремонтированного участка нормативному показателю.

8.2.9 При неудовлетворительных результатах испытаний по какому-либо показателю качества защитного покрытия, проводят повторные испытания на удвоенном количестве мест контроля или образцов. При повторном получении неудовлетворительных результатов испытаний забракованные участки защитного покрытия изделий (сооружений) должны быть переизолированы.

8.2.10 Контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, находящемся в незамерзшем грунте, проводят не ранее чем через две недели после засыпки грунтом, с применением методов наземного электрометрического обследования, после чего, в случае обнаружения дефектов, защитное покрытие должно быть отремонтировано.

8.2.11 Защитное покрытие на участках законченного строительства трубопроводов подлежит контролю, порядок контроля приведен в приложении Г. При несоответствии сопротивления защитного покрытия требованиям необходимо установить места повреждения защитного покрытия, отремонтировать их по нормативным документам на соответствующий вид

покрытия, и затем провести повторный контроль.

Примечание – В случае несоответствия сопротивления изоляции на подводном переходе трубопровода, выполненном методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ) или иным бестраншейным способом, при невозможности установки места повреждения защитного покрытия или его ремонта, в исключительных случаях по согласованию с проектной организацией, допускается разработка и реализация компенсирующих мероприятий за счет корректировки режимов предусмотренного проектом оборудования системы ЭХЗ.

8.2.12 Контроль состояния защитных покрытий трубопровода в условиях эксплуатации должен выполняться при обследовании интегральными и локальными методами их оценки.

8.2.13 Интегральная оценка состояния защитных покрытий трубопровода должна выполняться на основании данных о силе тока установок катодной защиты и распределения потенциалов вдоль трубопровода, а также выборочно методом катодной поляризации. Допускается применение иных методов интегральной оценки, обеспечивающих определение переходного сопротивления защитного покрытия трубопровода, в том числе с использованием средств дистанционного контроля систем ЭХЗ.

8.2.14 Локальная оценка состояния защитных покрытий трубопровода должна производиться выборочно осмотром изоляции в шурфах по результатам:

- измерений потенциала методом выносного электрода сравнения и/или обследования искателем повреждений изоляции;
- измерений продольного или поперечного градиентов потенциалов в грунте с прерыванием или без прерывания тока установок катодной защиты;
- обследования участка трубопровода приборами внутритрубной дефектоскопии.

Допускается применение других методов для определения месторасположения, размеров и характера дефектов в защитном покрытии трубопровода.

8.2.15 Все обнаруженные повреждения защитного покрытия должны быть устранены в соответствии с нормативными требованиями эксплуатирующей

организации и учтены в эксплуатационной документации с указанием места расположения дефекта на трубопроводе с погрешностью не более 1 м.

8.2.16 Качество отремонтированного покрытия должно соответствовать требованиям настоящего стандарта.

8.3 Требования к контролю наружных противокоррозионных покрытий труб, соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры заводского нанесения для объектов подземного расположения

8.3.1 Наружные противокоррозионные защитные покрытия труб и изделий (соединительных деталей, монтажных узлов и запорной арматуры) заводского нанесения для магистральных трубопроводов, предназначенных для подземной, подводной (с заглублением в дно) и наземной (в обваловании) прокладки, должны отвечать требованиям таблиц В.6, В.7, В.8 (приложение В).

8.3.2 Контроль качества покрытий заводского нанесения осуществляется по результатам приемо-сдаточных и периодических испытаний.

8.3.3 Приемо-сдаточные испытания проводят на каждой партии труб и изделий с нанесенными защитными покрытиями. Испытания включают:

- контроль внешнего вида покрытия (проводят на каждой трубе / изделии);
- измерение длины неизолированных концевых участков (проводят на каждой трубе / изделии);
- измерение угла скоса покрытия к поверхности (телу) трубы (изделия) (проводят на каждом конце каждой трубы и на каждом изделии);
- измерение толщины покрытия (проводят не менее чем на 10 % труб от партии и на каждом изделии, а также в местах, вызывающих сомнения);
- испытание покрытия на диэлектрическую сплошность (контролю подлежит вся наружная поверхность труб и изделий, за исключением свободных от покрытия концевых участков и фасок; проводят на каждой трубе и на каждом изделии);
- определение адгезии покрытия к стали (проводят не менее, чем на двух

трубах от партии; в случае изделий – выборочно, на одном изделии от партии, или на образцах-свидетелях);

- проверку наличия маркировки на трубах и изделиях с покрытием (проводят на каждой трубе и на каждом изделии).

8.3.4 При неудовлетворительных результатах приемо-сдаточных испытаний труб и изделий хотя бы по одному из показателей защитного покрытия, проводят повторные испытания покрытия по данному показателю на удвоенном количестве труб и изделий, взятых из той же партии. При получении повторно неудовлетворительных результатов испытаний допускается производить поштучный контроль и сдачу труб и изделий с защитным покрытием.

8.3.5 Для применяемых в соответствии с настоящим стандартом покрытий следует осуществлять их периодические испытания при освоении технологии их заводского нанесения, при изменении основных параметров технологического процесса, указанных изготовителями материалов и оборудования, но не реже одного раза в год. Периодические испытания могут проводиться также по требованию заказчика (потребителя).

8.3.6 Периодические испытания покрытия необходимо проводить по показателям свойств таблицы В.6, В.7 или В.8 (приложение В) для соответствующей конструкции и типа исполнения защитного покрытия с учётом требований технических условий.

8.3.6.1 Периодические испытания проводят в лабораторных условиях на образцах, вырезанных из труб (изделий) с покрытием, или (в случае изделий) на образцах-свидетелях.

8.3.6.2 При подготовке образцов, вырезанных из изделий с покрытием, не допускается осуществлять нагрев покрытия до температуры выше плюс 80 °С.

8.3.6.3 При подготовке образцов-свидетелей – металлических пластин с наружным покрытием – очистка поверхности пластин и нанесение на них защитного покрытия должны осуществляться по тем же технологическим режимам, с применением тех же абразивных и изоляционных материалов,

которые используются для очистки и изоляции изделий. При этом внешний вид, толщина и диэлектрическая сплошность покрытия на образцах-свидетелях должны быть аналогичны покрытию изделий.

8.3.6.4 Образцы свободной плёнки покрытия подготавливают следующим образом: одновременно с нанесением покрытия на металлическое изделие производится его нанесение на адгезионно-инертную плоскую подложку (для термореактивных покрытий) или на трубу, предварительно обмотанную адгезионно-инертной прослойкой (для покрытий на основе термопластов). В качестве адгезионно-инертной подложки (прослойки) может служить лист (или пленка) из фторопласта, полиэтилена, полипропилена и т.д. Толщина и внешний вид свободного слоя покрытия должны соответствовать толщине и внешнему виду покрытия, нанесенному на изделие.

8.3.7 При неудовлетворительных результатах периодических испытаний проводят повторные испытания по неудовлетворительному показателю на удвоенном количестве образцов. Трубы и изделия с покрытием, которые не прошли испытания, бракуют, отправляют на ремонт или повторное нанесение покрытия.

8.3.8 По истечении гарантированного срока хранения труб, фасонных соединительных деталей, запорной арматуры трубопроводов с защитным покрытием заводского нанесения, а также при установлении несоответствия покрытия предъявляемым требованиям в процессе хранения до начала проведения строительно-монтажных работ должен проводиться дополнительный контроль качества покрытия в объеме приемо-сдаточных испытаний.

8.3.9 Методы контроля покрытия

8.3.9.1 Внешний вид покрытия

8.3.9.1.1 Внешний вид покрытия на образцах и изделиях оценивают визуально до проведения различных испытаний без применения увеличительных средств. Отмечают цвет, гладкость покрытия, наличие шероховатости, пузырей, сквозных пор, трещин и других дефектов, обнажающих металл.

8.3.9.1.2 В заводских (базовых) условиях внешний вид покрытия оценивают на каждом изделии.

8.3.9.2 Длину неизолированных концевых участков измеряют на каждом изделии шаблоном или с помощью линейки металлической по ГОСТ 427 с точностью ± 1 мм.

8.3.9.3 Угол скоса покрытия к поверхности изделия измеряют с помощью шаблона-угломера, изготовленного в установленном порядке с точностью не менее $\pm 5^\circ$.

8.3.9.4 Толщина покрытия

8.3.9.4 .1 Толщину покрытия определяют толщиномером, предназначенным для измерения толщины неферромагнитных покрытий на ферромагнитной подложке, с точностью ± 5 %.

8.3.9.4.2 В случае контроля фасонных деталей трубопровода измерение толщины осуществляется на каждом изделии не менее чем в десяти точках по длине изделия, начиная от края, а также в местах, вызывающих сомнение.

За результат испытаний принимают минимальное значение.

8.3.9.4.3 В случае контроля труб измерения общей толщины покрытия проводят не менее чем в трёх сечениях, равномерно расположенных по длине трубы, не менее, чем в четырех точках каждого сечения, в том числе на сварном шве и в местах, вызывающих сомнение.

За результат испытаний принимают минимальное значение, кроме случаев, когда требования к толщине покрытия на сварном шве регламентируются отдельно.

8.3.9.4.4 Для определения толщины эпоксидной грунтовки и адгезионного слоя покрытия труб производят их последовательное послойное нанесение.

Каждый участок (отдельно слой эпоксидной грунтовки и эпоксидной грунтовки с адгезивом) должен составлять не менее двух метров трубы.

Измерения производят не менее чем в 10 точках равномерно распределенных по поверхности контрольных участков трубы, при этом не менее трех таких

измерений должно проводиться на сварном шве.

За результат испытаний толщины грунтовочного слоя принимают среднее арифметическое значение из всех проведенных измерений.

8.3.9.4.5 За результат испытаний толщины адгезионного слоя принимают минимальное значение из всех проведенных измерений за вычетом среднеарифметического значения ранее проведенных измерений толщины эпоксидной грунтовки.

8.3.9.5 Диэлектрическая сплошность покрытия

8.3.9.5.1 Диэлектрическую сплошность покрытия определяют искровым дефектоскопом с погрешностью поддержания напряжения на щупе (рабочем электроде) не более $\pm 5\%$. Контролю сплошности подлежит вся изолированная наружная поверхность изделия, за исключением неизолированных концевых участков и фасок.

8.3.9.5.2 Линейная скорость рабочего электрода относительно контролируемой поверхности должна быть не более 0,5 м/с.

8.3.9.5.3 За результат испытаний принимают отсутствие/наличие пробоя в местах дефектов защитного покрытия при электрическом напряжении, регламентированном настоящим стандартом и техническими требованиями на данный вид защитного покрытия.

8.3.9.6 Прочность покрытия при ударе

8.3.9.6.1 Прочность покрытия при ударе при различных температурах определяют по методике, изложенной ГОСТ 9.602 (приложение Л).

8.3.9.6.2 Испытания в заводских условиях при температуре $(25\pm 10)^\circ\text{C}$ проводят на изделиях, концевых участках труб с покрытием, подлежащих последующей зачистке, а также в местах вызывающих сомнения.

8.3.9.6.3 В лабораторных условиях испытания проводят на образцах, вырезанных из труб (изделий) с покрытием или образцах-свидетелях.

8.3.9.7 Адгезия покрытия к стали

8.3.9.7.1 Адгезию покрытия к стали в зависимости от типа защитного

покрытия определяют одним из следующих методов:

- методом нормального отрыва (для жестких покрытий);
- методом отслаивания полосы покрытия под углом 90° (для эластичных, пластичных покрытий).

8.3.9.7.2 Определение адгезии покрытия к стали методом нормального отрыва и методом отслаивания полосы покрытия под углом 90° при различных температурах проводится в соответствии с методиками, приведенными в ГОСТ 9.602 (приложение К).

8.3.9.7.3 Адгезия покрытия к стали после выдержки в воде

Оценку стойкости покрытия к длительной выдержке в воде при различных температурах проводят по методике, приведенной в ГОСТ 9.602 (приложение К).

8.3.9.8 Площадь катодного отслаивания покрытия

Испытание покрытия на стойкость к воздействию катодного тока при различных температурах испытаний проводят по методике, приведенной в ГОСТ 9.602 (приложение М).

8.3.9.9 Переходное сопротивление покрытия

Определение переходного сопротивления покрытия при различных температурах испытаний проводят по методике, приведенной в ГОСТ 9.602 (приложение П).

8.3.9.10 Сопротивление покрытия пенетрации (вдавливанию).

Сопротивление покрытия пенетрации (вдавливанию) при различных температурах испытаний определяют по методике, приведенной в ГОСТ 9.602 (приложение Р).

8.3.9.11 Устойчивость покрытия к термоциклированию.

Устойчивость покрытия к термоциклированию (растрескиванию и отслаиванию в результате воздействия нескольких циклов резкой смены температуры) оценивают по методике, приведенной в ГОСТ 9.602 (приложение С).

8.3.9.12 Испытание на прочность покрытия при изгибе (эластичность

покрытия)

8.3.9.12.1 Определение эластичности защитного покрытия (испытание на изгиб) осуществляется в соответствии с методикой, приведенной в ГОСТ 9.602 (приложение У).

8.3.9.12.2 Эластичность покрытий труб и фасонных деталей на основе жидких термореактивных материалов (полиуретановые, модифицированные полиуретановые, эпоксидно-полиуретановые, покрытия на основе полимочевины) при изгибе проверяют на образцах, вырезанных из труб (картах), с рекомендуемым размером $30 \div 50 \times 200$ мм.

8.3.9.12.3 Эластичность эпоксидного покрытия труб при изгибе для покрытий толщиной до 1 мм включительно, проверяют на образцах, вырезанных из труб (картах), с рекомендуемым размером 25×200 мм.

8.3.9.12.4 При визуальном осмотре образцов должны отсутствовать трещины и отслаивание покрытия.

8.3.9.13 Стойкость покрытия к прорезанию

Испытания на стойкость к прорезанию проводят для покрытий специального исполнения в соответствии с ГОСТ 9.602 (приложение Ф).

8.3.9.14 Стойкость покрытия к термостарению оценивается по изменению свойств покрытия в результате непрерывной выдержки образцов при повышенной температуре, в соответствии с требованиями, предъявляемыми к данному типу покрытий. Испытание проводится по методике, изложенной в ГОСТ 9.602 (приложение Т).

8.3.9.15 Стойкость покрытия к воздействию светопогоды оценивается по изменению свойств покрытия в результате непрерывной выдержки образцов под воздействием излучения в ближнем ультрафиолете (УФ) и видимом диапазоне спектра при определённой температуре и влажности. Испытание проводится по методике, изложенной в ГОСТ 9.602 (приложение Н).

8.3.9.16 Водопоглощение отслоенного покрытия

8.3.9.16.1 Водопоглощение покрытия при различных температурах

определяют на образцах свободной плёнки покрытия по ГОСТ 4650.

8.3.9.16.2 Для проведения испытаний используют образцы (свободные пленки покрытия) в форме диска диаметром (50 ± 1) мм или в форме квадрата со стороной (50 ± 1) мм согласно требованиям ГОСТ 4650. Толщина образцов должна соответствовать требованиям на данный вид покрытия. Количество образцов для каждой температуры испытаний должно быть не менее трёх.

8.3.9.16.3 Испытания проводят при температуре, указанной в нормативных требованиях на данный вид покрытия.

8.3.9.16.4 За результат испытаний принимается среднее арифметическое значение водопоглощения, не менее, чем трёх образцов, каждое из которых отличается от среднего арифметического не более, чем на 10 %.

8.3.9.17 Прочность и относительное удлинение при разрыве

8.3.9.17.1 Прочность и относительное удлинение при разрыве определяют с помощью разрывной машины в соответствии с ГОСТ 11262.

8.3.9.17.2 Испытания проводят на образцах свободного слоя (пленки) покрытия.

8.3.9.17.3 Для проведения испытаний используют образцы в виде «лопаток» — тип 1 по ГОСТ 11262 с длиной рабочей части (33 ± 1) мм и шириной $(6 \pm 0,4)$ мм.

Для проведения испытаний при температуре плюс (60 ± 3) °С допускается использовать образцы в виде «лопаток» по стандарту [8] тип 3 с длиной рабочей части 16 мм и шириной 4 мм.

Образцы вырубают с использованием стандартных ножей длинной стороной по направлению экструзии (в случае испытания экструдированного полимера).

В случае испытания исходного изоляционного материала допускается изготавливать пластины толщиной не менее 2 мм прессованием по ГОСТ 16336.

8.3.9.17.4 Скорость растяжения образцов из полиэтиленовых композиций при температурах (20 ± 5) °С и (60 ± 3) °С — 100 мм/мин, при температурах минус (40 ± 3) °С и минус (45 ± 3) °С — 50 мм/мин.

Скорость растяжения образцов из полипропиленовых композиций при температурах $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ и $(60 \pm 3)^\circ\text{C}$ – 50 мм/мин, при температурах минус $(20 \pm 3)^\circ\text{C}$ – 25 мм/мин.

8.3.9.17.5 Для проведения испытаний при температурах, отличных от комнатной, используют термокриокамеру, обеспечивающую автоматическое поддержание заданной температуры. Перед началом испытаний образцы кондиционируют при заданной температуре не менее 40 минут.

8.3.9.17.6 За результат испытаний принимают среднее арифметическое значений прочности и относительного удлинения при разрыве не менее пяти образцов.

8.3.9.18 Стойкость покрытий к растрескиванию под напряжением определяют по ГОСТ 13518. Допускается разрушение не более трёх образцов после выдержки в среде.

8.3.9.19 Наличие или отсутствие пор на границе металл/покрытие определяют визуально на срезе покрытия, произведенном под углом $(40 \pm 5)^\circ$, при 3 – 5-кратном увеличении.

8.4 Требования к контролю электрохимической защиты

8.4.1 Контроль параметров электрохимической защиты объектов магистральных трубопроводов должен проводиться в соответствии с требованиями 7.1.9 и 7.1.10.

8.4.2 Измерения потенциала трубопроводов следует проводить в соответствии с ГОСТ 9.602. При проведении исследовательских работ допускается применение отличных от приведенных в ГОСТ 9.602 методов измерения поляризационного потенциала.

8.4.3 Измерения потенциалов на контрольно-измерительных пунктах трубопроводов на участках ВКО следует проводить не реже двух раз в год, на остальных участках – не реже одного раза в год.

8.4.4 Интегральная оценка защищенности трубопроводных систем средствами электрохимической защиты осуществляется на основе показателей защищенности по протяженности и по времени.

8.4.5 Защищенность трубопроводных систем по протяженности следует определять как отношение длины участков, имеющих потенциалы не ниже требуемых значений, к общей длине. Защищенность трубопроводных систем по времени следует определять как отношение суммарного времени обеспечения защитных потенциалов к общему времени эксплуатации за отчетный период.

8.4.6 При невозможности контроля суммарного времени обеспечения защитных потенциалов на участке трубопровода его защищенность по времени следует определять как отношение времени работы в установленном режиме средств защиты за отчетный период к длительности отчетного периода.

8.4.7 На участках ВКО трубопроводов, имеющих минимальные (по абсолютной величине) значения потенциалов, и не оборудованных средствами дистанционного контроля, должны проводиться дополнительные измерения защитных потенциалов не реже одного раза в три года, а также дополнительно, в случаях изменения режимов работы установок катодной защиты и при изменениях, связанных с развитием системы ЭХЗ, источников блуждающих токов и сети подземных трубопроводов.

8.4.8 Оценку эффективности ЭХЗ объектов от коррозии следует уточнять по результатам электрометрических обследований, с учетом коррозионного состояния объектов и состояния защитного покрытия.

8.4.9 При контроле установок ЭХЗ проводят:

- измерение силы тока и напряжения установок катодной защиты (по встроенным приборам и/или внешними приборами, подсоединяемыми к измерительным клеммам);
- снятие показаний прибора оценки суммарного времени работы под нагрузкой установок катодной защиты в заданном режиме и/или счетчика электроэнергии;

- измерение среднечасовой силы тока дренажа и потенциалов в точке дренажа в период минимальной и максимальной нагрузок источника блуждающих токов;
- измерение силы тока протекторной установки;
- измерение потенциалов в точках дренажа установок катодной и протекторной защиты.

8.4.10 Результаты контроля ЭХЗ заносят в полевой журнал установки непосредственно на месте, либо для целей регистрации используют средства дистанционного контроля и компьютерные средства для обработки измерений.

8.4.11 Контроль работы и техническое обслуживание оборудования ЭХЗ следует осуществлять в соответствии с конкретным видом трубопроводов с периодичностью (не реже):

- два раза в год – на установках электрохимической защиты, обеспеченных дистанционным контролем, и установках протекторной защиты;
- один раз в месяц – на установках электрохимической защиты, не обеспеченных дистанционным контролем;
- два раза в месяц – на установках электрохимической защиты, не обеспеченных дистанционным контролем, в зоне блуждающих токов.

8.5 Требования к контролю коррозионного состояния

8.5.1 Трубопроводы в течение первых двух лет после завершения строительства и/или реконструкции должны пройти оценку соответствия системы защиты от коррозии требованиям настоящего стандарта.

8.5.2 При обследовании противокоррозионной защиты (коррозионное обследование) трубопроводов должна быть проведена оценка внешних коррозионных воздействий в соответствии с разделом 5 настоящего стандарта, состояние защитного покрытия (сопротивление изоляции, места нарушения ее сплошности, адгезии за время эксплуатации), уровень ЭХЗ и коррозионное состояние трубопровода (по результатам предыдущих коррозионных

обследований, шурфования, приборами внутритрубной дефектоскопии или другими методами).

8.5.3 Оценка опасности биокоррозии для подземных трубопроводов должна осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

8.5.4 Коррозионное обследование трубопроводов с целью определения их коррозионного состояния и состояния противокоррозионной защиты должно проводиться на участках высокой коррозионной опасности не реже одного раза в 5 лет.

8.5.5 На участках умеренной коррозионной опасности, не оборудованных средствами коррозионного мониторинга и/или дистанционного контроля состояния средств ЭХЗ, коррозионные обследования должны проводиться не реже одного раза в 10 лет; для оснащенных такими средствами участков трубопроводов периодичность проведения коррозионных обследований - не реже одного раза в 15 лет.

8.5.6 На участках трубопроводов умеренной коррозионной опасности, оснащенных камерами приема - пуска диагностических внутритрубных снарядов, определение периодичности коррозионных обследований должно осуществляться с учетом внутритрубного технического диагностирования.

8.5.7 На участках трубопроводов, на которых зафиксированы аварии по причине коррозии, должно быть проведено коррозионное обследование не позднее 1 года с момента аварии или инцидента.

8.5.8 Периодичность и объем коррозионных обследований трубопроводов определяются внутренними документами эксплуатирующей организации, с учетом наличия на трубопроводе камер приема – запуска приборов внутритрубной дефектоскопии.

8.5.9 Документация по контролю состояния электрохимической защиты и защитного покрытия трубопроводов подлежит хранению в течение всего периода эксплуатации трубопровода.

9 Требования безопасности

9.1 До начала выполнения работ по комплексной защите объектов магистральных трубопроводов от коррозии должен быть разработан план производства работ с инженерными разработками, обеспечивающими безопасность работающих.

9.2 При осуществлении работ по комплексной защите объектов магистральных трубопроводов от коррозии следует выполнять требования правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, а также требования охраны труда и безопасного выполнения работ в соответствии с ГОСТ 12.3.005, ГОСТ 12.3.008, ГОСТ 12.3.016, пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.004.

9.3 К выполнению работ по комплексной защите трубопроводов от коррозии допускаются лица не моложе восемнадцати лет, не имеющие противопоказаний по результатам медицинского освидетельствования, прошедшие обучение, стажировку и инструктажи в соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.004.

9.4 Рабочих следует обеспечивать спецодеждой, спецобувью и защитными приспособлениями согласно ГОСТ 12.4.011.

9.5 При проведении электромонтажных и электроизмерительных работ, обслуживании электротехнического оборудования систем электрохимической защиты трубопроводов, а также при выполнении научно-исследовательских и опытно-промышленных работ должны быть обеспечены меры по их безопасному выполнению. Персонал, допущенный к выполнению указанных работ, должен обладать знаниями норм и правил работы в электроустановках.

9.6 При проведении работ по комплексной защите трубопроводов от коррозии на рабочих местах должны обеспечиваться требования:

- по шуму – в соответствии с ГОСТ 12.1.003;
- по вибрации – в соответствии с ГОСТ 12.1.012;
- содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций, установленных ГОСТ 12.1.005.

9.7 Строительно-монтажные работы по ремонту средств ЭХЗ магистральных трубопроводов, заполненных транспортируемым продуктом, должны выполняться на основании письменного разрешения организации, эксплуатирующей их.

Приложение А

(справочное)

Методика расчета опасного влияния наведенного переменного тока при параллельном следовании магистрального трубопровода и вдольтрассовых линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше (при проектировании)

А.1 Опасным влиянием индуцированного переменного тока на магистральный трубопровод (МТ) следует считать наличие в любой точке трассы подземного трубопровода напряжения переменного тока «труба - земля» $U_{тз.}$, превышающего величину $U_{кр.}$, определяемую по формуле

$$U_{кр} = \frac{\pi \cdot d \cdot \rho \cdot i_{\sim}}{8}, \quad (A.1)$$

где d – диаметр дефекта в изоляции, м;

ρ – удельное сопротивление грунта в месте измерения разности потенциалов «труба-земля», Ом·м;

$i_{\sim}$ – критическая плотность переменного тока, принимаемая равной 20А/м².

А.2 При использовании датчика потенциала размером 2,5х2,5 см и критической плотности переменного тока равной 10А/м² формула (А.1) принимает вид

$$U_{кр} \approx 0,3 \cdot \rho. \quad (A.2)$$

А.3 Для оценки опасного влияния индуцированного переменного тока на проектируемый МТ следует расчетом определить максимальное значение наведенного переменного напряжения труба – земля $U_{тз.макс.}$ и проверить соблюдение условия

$$U_{тз.макс} < U_{кр}. \quad (A.3)$$

А.4 Если $U_{тз. макс} < U_{кр}$, то дополнительных мероприятий по защите трубопровода от коррозии наведенным переменным током не требуется. В противном случае следует предусмотреть комплекс специальных мероприятий по снижению влияния.

А.5 Расчет максимального наведенного напряжения труба – земля $U_{тз.макс.}$ для случая параллельного следования МТ и ВЛ, приведенного на рисунке А.1, и при отсутствии заземляющих устройств на МТ, производится по формуле

$$U_{тз.макс} = \left| \frac{E}{2\gamma} (1 - e^{-\gamma L}) \right|, \quad (A.4)$$

**ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)**

где E – продольная ЭДС, В/(А·м);

L – протяженность участка сближения, м;

γ – постоянная распространения тока в трубопроводе, 1/м.

Формула для расчета постоянной распространения тока – γ

$$|\gamma| = \sqrt[4]{(R_{\sim}^2 + (\omega L)^2) \cdot (G^2 + (\omega C)^2)} \cdot e^{j\varphi_{\gamma}}, \quad (\text{A.5})$$

где $R_{\sim}$ – продольное омическое сопротивление трубы, Ом/м, вычисляют по формуле

$$R_{\sim} = \frac{\sqrt{\rho_{st} \mu_0 \mu \omega}}{\pi d \sqrt{2}} + \frac{\mu_0 \omega}{8}, \quad (\text{A.6})$$

ωL – продольное индуктивное сопротивление трубы, Ом/м, вычисляют по формуле

$$\omega L = \frac{\mu_0 \omega}{4\pi} 2 \text{Ln} \left(\frac{3,7 \sqrt{\rho}}{d \sqrt{\mu_0 \omega}} \right) + \frac{\sqrt{\rho_{st} \mu_0 \mu \omega}}{\pi d \sqrt{2}}, \quad (\text{A.7})$$

G – омическая проводимость покрытия, 1/Ом·м, вычисляют по формуле

$$G = \frac{\pi d}{r_u}, \quad (\text{A.8})$$

ωC – емкостная проводимость покрытия, 1/Ом·м, вычисляют по формуле

$$\omega C = \frac{\omega \pi d \varepsilon_0 \varepsilon}{s}, \quad (\text{A.9})$$

φ_{γ} – фазовый угол постоянной распространения тока в трубопроводе, вычисляют по формуле

$$\varphi_{\gamma} = 0,5 \left[\arctg \left(\frac{\omega L}{R_{\sim}} \right) + \arctg \left(\frac{\omega C}{G} \right) \right], \quad (\text{A.10})$$

где $\omega = 2\pi f = 314$ – угловая частота, 1/с;

μ_0 – магнитная постоянная, равная $1,2566 \cdot 10^{-6}$, Н/А²;

μ – относительная магнитная проницаемость стали, равная 200;

ρ_{st} – удельное электрическое сопротивление стали, равная $1,6 \cdot 10^{-7}$ Ом·м;

ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м.

ε_0 – электрическая постоянная, равная $8,854 \cdot 10^{-12}$, Ф/м

ε – относительная диэлектрическая постоянная материала изоляции трубы, равна 5.

Продольная ЭДС - E определяется при проектных изысканиях на трассе по методике изложенной ниже.

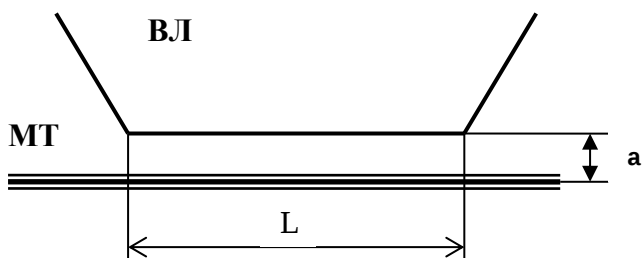


Рисунок А.1 – Участок параллельного следования МТ и ВЛ

А.6 Методика измерения продольной ЭДС

А.6.1 Техника безопасности при производстве измерений

Рабочий персонал допускается к проведению измерений после изучения руководства к средству измерений.

Измерения проводятся в сухую, не дождливую погоду.

При проведении измерений должны быть обеспечены необходимые меры безопасности.

Работу производить в диэлектрических перчатках.

А.6.2 Методика измерений продольной ЭДС на проектируемых трубопроводах

Средства измерений

Для проведения работ по измерениям, необходимо применять следующие приборы:

- вольтметры (два) с верхним пределом измерения 600 В, с входным сопротивлением не менее 10 МОм, класс точности электроизмерительных приборов не хуже 1,5;
- лазерный дальномер до 1000 м (или другие средства измерения расстояний).

А.6.3 Общие положения

В качестве измерительной линии используется медный провод с изоляцией (сопротивление изоляции не менее 1 МОм) длиной не менее 25 м (далее называемый модельным проводником), который располагают параллельно ВЛ в зоне определения влияния ВЛ на трубопровод. Измерение производят с помощью вольтметра E_k согласно схеме, приведенной на рисунке А.2.

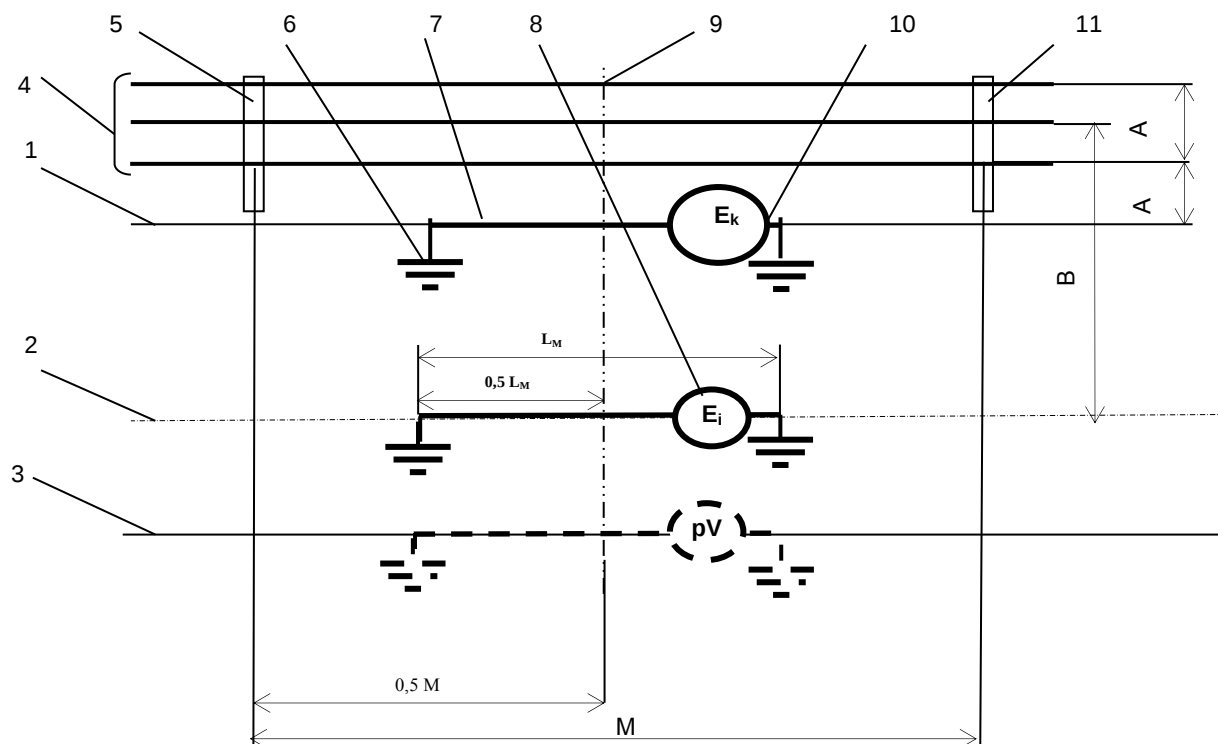
Если трасса проектируемого трубопровода располагается параллельно оси ВЛ на расстоянии B , то модельный проводник располагается вдоль оси проектируемого трубопровода симметрично относительно середины пролета ВЛ (линия 2).

Продольную электродвижущую силу E , В/(А·м), определяют по формуле

$$E = U / (I \cdot L_m), \quad (A.11),$$

где U – измеренное вольтметром E_k значение разности потенциалов, В;

I – ток, текущий в ВЛ в момент проведения замеров, А.



1 – линия 1; 2 – линия 2 (линия оси проектируемого трубопровода); 3 – линия 3; 4 – провода ВЛ;
5, 11 – опоры ВЛ; 6 – стальной штырь-заземлитель; 7 – измерительный провод;
8, 10 – вольтметр переменного тока; 9 – центральная линия между опорами ВЛ;
А – расстояние между крайними проводами ВЛ; В – расстояние между осями ВЛ и проектируемого
трубопровода; L_M – длина измерительного провода; М – расстояние между опорами ВЛ
Рисунок А.2 – Схема измерения продольной ЭДС вдоль проектируемой трассы трубопровода

Если трасса трубопровода не строго параллельна оси ВЛ (удаляется, приближается), то замеры проводят располагая модельный проводник параллельно ВЛ, но на различных расстояниях от ее оси, для того, чтобы оценить зависимость продольной ЭДС от расстояния до оси ВЛ. При этом используют две модельные линии, одна из них, на ближайшем расстоянии от крайнего провода ВЛ (линия 1), является одновременно контрольной. Другая переносится на различные расстояния от ВЛ, оставаясь параллельной ВЛ (линии 2, 3, ...). Количество перемещений модельной линия определяется конкретной ситуацией (количеством и расположением и типом ВЛ), но во всех случаях их должно быть не менее трех и охватываемое при этом расстояние от оси ВЛ до крайней линии должно быть не менее 100 метров. Перемещаемые модельные линии должны разделять его на примерно равные части.

А.6.4 Порядок проведения измерений

Создать контрольную электрическую линию для измерения продольной ЭДС. Для этого отрезок проводника длиной не менее 25 м проложить параллельно ВЛ на линии 1 симметрично середине пролета между опорами. Начало линии заземлить с помощью стального штыря, а конец подключить к вольтметру. Вторую клемму вольтметра подключить к другому

заземленному штырю (см. рисунок А.2). Провести измерение продольной ЭДС с отметкой времени проведения замера. Продолжительность измерений 10 минут. За результат принимают среднее значение.

Создать переносную линию, аналогично контрольной (см. рисунок 2) и произвести измерения продольной ЭДС синхронно с контрольной линией. После проведения измерений переместить линию на новое расстояние и повторить измерение продольной ЭДС синхронно с контрольной линией.

Если измерения продольной ЭДС на переносных линиях произведены при различных значениях напряжения контрольной линии – E_k , то следует привести их по модулю и времени к одному из значений E_k , (для которого, в последствии, узнают ток нагрузки ВЛ). Для этого измеренное значение продольной ЭДС на линии i , равное E_i , и синхронно с ним измеренное значение контрольной линии - E_{ki} , подставляют в формулу

$$E_{i\text{ пр}} = \frac{E_k}{E_{ki}} E_i, \quad (\text{А.12})$$

где E_k – одно из напряжений контрольной линии, выбранное в качестве опорного;

$E_{i\text{ пр}}$ – продольная ЭДС линии- i , приведенная к опорному значению.

Значение тока в ВЛ на момент измерения следует получить от службы сетей на дату и время проведения изыскательских работ.

Измерения следует проводить не ближе двух – трех пролетов от анкерных опор и, желательно, в период максимума нагрузки ВЛ.

По результатам проведенных замеров строят график зависимости наведенной на трубопровод продольной ЭДС в зависимости от расстояния до оси ВЛ.

Проводят измерение удельного электрического сопротивления грунта.

Полученные результаты используют для расчета напряжения труба – земля переменного тока $U_{тз}$, в частности, для расчета $U_{тз, \max}$ по формуле (А.4).

Для случаев произвольного расположения трубопровода относительно ВЛ, а также при наличии любых элементов, заземляющих магистральный трубопровод (например, защитное заземление системы электробезопасности и т.д.) расчет максимального индуцированного напряжения труба – земля производится с использованием численных методов расчета.

Приложение Б

(справочное)

Схемы систем атмосферостойких лакокрасочных покрытий и методы испытаний

Б.1 Схемы систем атмосферостойких лакокрасочных покрытий приведены в Таблице Б.1.

Т а б л и ц а Б.1 – Схемы систем атмосферостойких лакокрасочных покрытий *

Степень коррозионной агрессивности атмосферы ГОСТ 9.039 (табл.1в) / стандарт [3]	Грунтовочные слои			Верхние слои			Система покрытий		Срок службы
	связующее	количество слоев	толщина слоя мкм, не менее	связующее	количество слоев	толщина слоя мкм, не менее	количество слоев	суммарная толщина, мкм, не менее	
3 (среднеагрессивная) СЗ (стандарт [3])	Эпоксид	1	160	Акриловое	1	40	2	200	С
		1-2	80	Эпоксид, Полиуретан	1	40	2-3	120-160	С,Б
		1-2	80		1-2	80	2-4	160	С,Б
	Цинксо-дер-жащий эпоксид или полиуретан	1-2	80	-	-	-	1-2	80	С
		1	40	Эпоксид, Полиуретан	1-2	120	2-3	160	С,Б

Окончание таблицы Б.1

Степень коррозионной агрессивности атмосферы ГОСТ 9.039 (табл.1в) / стандарт [3]	Грунтовочные слои			Верхние слои			Система покрытий		Срок службы
	связующее	Количество слоев	толщина слоя мкм	связующее	Количество слоев	толщина слоя мкм	количество слоев	суммарная толщина Мкм	
4 (сильноагрессивная) С4 (стандарт [3])	Эпоксид, полиуретан	1-2	80	Эпоксид, Полиуретан	2-3	160	3-5	240	С
		1-2	80		2-3	200	3-5	280	С,Б
	Цинксо-дер-жащий эпок-сид или по-лиуретан	1	40	Эпоксид, Полиуретан	2-3	160	3-4	200	С
		1	40		2-3	200	3-4	240	С,Б
5 (очень сильноагрессивная) С5-I, С5-M (стандарт [3])	Эпоксид, полиуретан	1	400	-	-	-	1	400	С
		1	150	Эпоксид, Полиуретан	1	150	2	300	С
		1	80		3	200	4	280	С,Б
		1-2	80		3-4	240	4-6	320	С,Б
		1	250		1	250	2	500	С,Б
	Цинксо-дер-жащий эпок-сид или полиуретан	1	40	Эпоксид, Полиуретан	3	200	4	240	С
		1	40	Эпоксид, Полиуретан	3-4	280	4-5	320	С,Б
		1	40	Эпоксидные, на основе каменно-угольного дегтя	3	360	4	400	С,Б

*Возможно применение других систем покрытий в соответствии со стандартом [6].

Б.2 Виды и методы испытаний атмосферостойких покрытий

Т а б л и ц а Б.2 – Виды и методы испытаний атмосферостойких покрытий

Метод	Вид испытаний	Метод испытаний
F1	Ускоренные климатические испытания	ГОСТ 9.401 (методы 1 – 18*)
F2	Морозостойкость	ГОСТ 9.401 (метод А, время испытаний - 2 часа)
F3	Стойкость к соляному туману	ГОСТ 9.401 (метод Б, время испытаний - 240 часа)
F4	Стойкость к УФ-излучению	ГОСТ 9.401 (метод В, время испытаний - 100 часов)
F5	Стойкость к воздействию переменных температур	ГОСТ 27037 (количество испытаний – не менее 10 циклов)
F6	Стойкость к воздействию умеренно повышенных температур	ГОСТ 33291 (время испытаний – не менее 24 часов)
F7	Стойкость к воздействию 3 % NaCl	ГОСТ 9.403 (метод А, время испытаний – не менее 24 часов)
*Выбор метода осуществляется согласно ГОСТ 15150 и ГОСТ 9.104, исходя из условий эксплуатации атмосферостойкого покрытия		

Б.3 Технические требования к свойствам атмосферостойких покрытий.

Т а б л и ц а Б.3 – Технические требования к атмосферостойким покрытиям после проведения испытаний, приведенных в таблице Б.2

Наименование показателей	Норма	Метод испытания
1. Внешний вид покрытия: - исходный - после испытаний по методам F1 F4 F5, F6, F7	Равномерное сплошное покрытие без пропусков и видимых дефектов. АД0, АЗ0 АД3, АЗ1 (К0) АД3 АД1, АЗ0	ГОСТ 9.032 ГОСТ 9.407 ГОСТ 9.407
2. Диэлектрическая сплошность покрытия исходная и после испытаний по методам F1, F7	Отсутствие пробоя толщиной до 500 мкм (метод А), толщиной от 500 мкм (метод Б)	Стандарт [9]

Окончание таблицы Б.3

Наименование показателей	Норма	Метод испытания
3. Толщина покрытия, исходная, мкм	В соответствии с НД на покрытие	ГОСТ 31993
4. Адгезионная прочность методом Х-образного надреза (для покрытий общей толщиной более 250 мкм), степень - исходная - после испытаний, не более по методам F1, F2 по методам F5, F6, F7	0-1 3 1	ГОСТ 32702.2, Стандарт [5]
5. Адгезионная прочность методом решетчатых надрезов (для покрытий общей толщиной до 250 мкм), балл, не более - исходная - после испытаний, не более по методам F1, F2 по методам F5, F6, F7	1 3 1	ГОСТ 15140, ГОСТ 31149 Стандарт [4]
6. Адгезионная прочность методом отрыва, МПа - исходная и после испытаний по методам F1, F2, не менее - снижение адгезионной прочности после испытаний по методам F5, F6, F7 не более, при исходных показателях от 2,5 до 4 МПа включительно от 4 до 5 МПа более 5 МПа	2,5 10 % 30 % 50 %	ГОСТ 27890 ГОСТ 32299
8. Распространение коррозии от линии надреза при испытании по методу F3, мм, не более	2	ГОСТ 9.401 (Метод Б)
9. Коэффициент соотношения емкостей при 2 кГц и 20 кГц, не менее - исходный - после испытаний по методам F1, F7	0,8 0,7	ГОСТ 9.409
10. Тангенс угла диэлектрических потерь, $\text{tg } \delta$, не более - исходный - после испытаний по методам F1, F7	0,2 0,2	ГОСТ 9.409

Б.4. В таблице Б.4 определены требования к качеству атмосферостойкого лакокрасочного покрытия при его контроле в процессе эксплуатации.

Т а б л и ц а Б.4 – Требования к качеству атмосферостойких лакокрасочных покрытий

Контролируемый показатель	Норма	НД	Объем контроля
Внешний вид	Равномерное, сплошное покрытие без пропусков и видимых дефектов АДЗ, АЗ1 (К0)	ГОСТ 9.032 ГОСТ 9.407	Визуальный осмотр 100 % поверхности
Толщина	Согласно требованиям НД на покрытие	ГОСТ 31993	Выборочно
Диэлектрическая сплошность	Отсутствие пробоя	Стандарт [9] толщиной до 500 мкм (метод А), толщиной от 500 мкм (метод Б)	100 % окрашенной поверхности
Адгезия покрытия методами:			
решетчатых надрезов (при толщине покрытия не более 250 мкм), балл	0-1 Не менее 1	ГОСТ 15140, ГОСТ 31149, Стандарт [4]	Выборочно
Х-образного надреза (при толщине покрытия более 250 мкм), степень	0-1	ГОСТ 32702.2, Стандарт [5]	Выборочно
отрыва «грибка»	Не менее 2,5 МПа	ГОСТ 27890 ГОСТ 32299	Выборочно

Приложение В

(обязательное)

Классификация, конструкции и требования к защитным покрытиям заводского нанесения для строительства магистральных трубопроводов подземной, подводной и наземной (в обваловании) прокладки

Т а б л и ц а В.1 – Классификация наружных полиэтиленовых покрытий труб

Наименование параметра	Тип покрытия			
	Тип 1	Тип 2	Тип 3	Тип 4
Конструкция полиэтиленового покрытия	Трёхслойное / монослойное			Двухслойное
Тип исполнения	нормальное	теплостойкое	специальное	нормальное
Назначение покрытия	Для подземной (траншейной) и наземной (в обваловании) прокладки.	Для подземной (траншейной) и наземной (в обваловании) прокладки	Для строительства подземных (подводных) переходов методом наклонно-направленного бурения, микротоннелирования и протаскивания, подземной прокладки в скальных грунтах	Для подземной (траншейной) и наземной (в обваловании) прокладки
Максимально допустимый диаметр труб, мм	До 1420 включ.	До 1420 включ.	До 1420 включ. – для линейной части и кожухов	До 820 Включ.
Допустимый диапазон температур окружающей среды, °С:				
- при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и укладочных работ;	(– 45 ... + 50)	(– 45 ... + 50)	(– 45 ... + 50)	(– 45 ... + 50)
- при хранении труб с покрытием	(– 60 ... + 50)	(– 50 ... + 50)	(– 50 ... + 50)	(– 50 ... + 50)

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

Допустимый диапазон температур эксплуатации труб с покрытием, °С	(– 20 ... + 60)	(– 20 ... + 80)	(– 20 ... + 60)	(– 20 ... + 50)
--	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Т а б л и ц а В.2 – Классификация наружных полипропиленовых покрытий труб

Наименование параметра	Тип покрытия	
	Тип 1	Тип 2
Тип исполнения	нормальное	Теплостойкое
Назначение покрытия	Для подземной (траншейной) и наземной (в обваловании), в том числе в скальных грунтах, подводной (с заглублением в дно) прокладки	
Максимально допустимый диаметр труб, мм	До 1420 включительно	До 1420 включительно
Допустимый диапазон температур окружающей среды, °С:		
- при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и укладочных работ;	(– 20 ... + 60)	(– 20 ... + 60)
- при хранении труб с покрытием	(– 20 ... + 60)	(– 20 ... + 60)
Допустимый диапазон температур эксплуатации труб с покрытием, °С	(– 20 ... + 80)	(– 20 ... + 110)

Т а б л и ц а В.3 – Классификация наружных покрытий труб, соединительных деталей, задвижек и монтажных узлов трубопроводов на основе термореактивных смол

Наименование параметра	Тип покрытия		
	Тип 1	Тип 2	Тип 3
Конструкция покрытия	Покрытия на основе жидких термореактивных материалов: покрытия эпоксидные, полиуретановые, модифицированные уретановые, поликарбамидные	Однослойное эпоксидное на основе порошковых материалов	Двухслойное эпоксидное на основе порошковых материалов
Назначение покрытия	Для подземной (траншейной), подводной (с заглублением в дно) и наземной (в обваловании) прокладки.	Для подземной (траншейной) и наземной (в обваловании) прокладки	Для подземной (траншейной) и наземной (в обваловании) прокладки
Максимально допустимый диаметр труб (изделий), мм	До 1420 включ.	До 530 включ.	До 1420 включ.

Окончание таблицы В.3

Наименование параметра	Тип покрытия		
	Тип 1	Тип 2	Тип 3
Допустимый диапазон температур окружающей среды, °С:			
- при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и укладочных работ;	(– 45 ... + 50)	(– 40 ... + 50)	(– 40 ... + 50)
- при хранении изолированных изделий;	(– 60 ... + 50)	(– 50 ... + 50)	(– 50 ... + 50)
Допустимый диапазон температур эксплуатации труб с покрытием, °С	(– 20 ... + 40) (Пк-40) (– 20 ... + 60) (Пк-60) (– 20 ... + 80) (Пк-80) (– 20 ... + 100) (Пк-100)	(– 20 ... + 60) (Пк-60) (– 20 ... + 80) (Пк-80)	(– 20 ... + 60) (Пк-60) (– 20 ... + 80) (Пк-80) (– 20 ... + 100) (Пк-100)
Пр и м е ч а н и е – Допускается применение иных типов покрытия при условии, что технические характеристики защитного покрытия будут не ниже, чем требования настоящего стандарта к наиболее близкому типу покрытия.			

Т а б л и ц а В.4 – Конструкции наружных защитных покрытий заводского нанесения

Конструкция покрытия	Структура покрытия		Толщина подслоя
Двухслойное полиэтиленовое покрытие (2ПЭ)	Адгезионный слой на основе термоплавкой полимерной композиции		Не менее 200 мкм
	Защитный слой на основе экструдированного полиэтилена		Должна быть достаточной для обеспечения требований настоящего стандарта к общей толщине покрытия
Трехслойное полиэтиленовое покрытие (3ПЭ)	Грунтовочный слой на основе эпоксидных материалов	Порошковых	Не менее 100 мкм
		Жидких	Не менее 50 мкм
	Адгезионный слой на основе термоплавкой полимерной композиции		Не менее 150 мкм
	Защитный слой на основе экструдированного полиэтилена		Должна быть достаточной для обеспечения требований настоящего стандарта к общей толщине покрытия
Монослойное полиэтиленовое покрытие (МПЭ)	Грунтовочный слой на основе эпоксидных материалов	Порошковых	Не менее 100 мкм
		Жидких	Не менее 50 мкм
	Защитный слой на основе экструдированного реактивного полиэтилена		Должна быть достаточной для обеспечения требований настоящего стандарта к общей толщине покрытия

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

Окончание таблицы В.4

Конструкция покрытия	Структура покрытия		Толщина подслоя
Трехслойное полипропиленовое покрытие (ЗПП)	Грунтовочный слой на основе эпоксидных материалов	Порошковых	Не менее 100 мкм
		Жидких	Не менее 50 мкм
	Адгезионный слой на основе термоплавкой полимерной композиции		Не менее 150 мкм
	Защитный слой на основе экструдированного полипропилена		Должна быть достаточной для обеспечения требований настоящего стандарта к общей толщине покрытия
Однослойное эпоксидное покрытие (1ЭП)	Антикоррозионный слой на основе эпоксидных порошковых материалов		Не менее 350 мкм
Двухслойное эпоксидное покрытие (2ЭП)	Адгезионный слой на основе эпоксидных порошковых материалов		Не менее 250 мкм
	Защитный слой на основе эпоксидных порошковых материалов		Должна быть достаточной для обеспечения требований настоящего стандарта к общей толщине покрытия
Одно- и двухслойные термореактивные покрытия жидкого нанесения (ТР)	Адгезионный слой на основе эпоксидных материалов (в случае двухслойного покрытия)		Согласно рекомендациям поставщика изоляционного материала
	Термореактивное покрытие на основе двухкомпонентной полимерной композиции (эпоксидное, полиуретановое, модифицированное уретановое, поликарбамидное)		Минимальная толщина покрытия должна обеспечивать уровень свойств, указанных в таблице В8, но быть не менее 350 мкм для эпоксидных покрытий и не менее 1,0 мм для полиуретановых, модифицированных уретановых, поликарбамидных покрытий. Максимальная толщина не должна превышать 5,0 (6,0) ¹⁾ мм.
Примечание: ¹⁾ В скобках – максимально допустимая толщина покрытия для запорной арматуры и других сборных изделий, без скобок – максимально допустимая толщина покрытия для труб и соединительных деталей			

Т а б л и ц а В.5 – Конструкции защитных покрытий (трассовая изоляция трубопроводов)

Конструкция покрытия	Диапазон температур эксплуатации, °С	Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более			
		273	530	820	1420
1. На основе термоусаживающейся ленты: - эпоксидная грунтовка; - термоусаживающаяся полиэтиленовая лента с термопластичным адгезионным подслоем	От минус 20 До 80	1,2	1,8	2,0	2,4
2. На основе термоусаживающейся ленты: - эпоксидная грунтовка; - термоусаживающаяся полиэтиленовая армированная лента с термопластичным адгезионным подслоем ¹⁾	От минус 20 До 80	2,0	2,2	2,5	3,0
3. На основе термоусаживающейся ленты: - эпоксидная грунтовка; - термоусаживающаяся полипропиленовая лента с термопластичным адгезионным подслоем	От минус 20 До 110	2,0	2,2	2,5	3,0
4. На основе термоусаживающейся ленты с мастично-полимерным подслоем ²⁾	От минус 20 До 40	1,5	2,0	2,5	3,0
5. Ленточное полиэтиленовое: - грунтовка; - лента изоляционная полиэтиленовая липкая в один или два слоя; обертка защитная липкая	От минус 20 До 40	1,2	1,8	2,4	-
6. Ленточное полимерно-битумное: - грунтовка; - лента полимерно-битумная в один или два слоя; - обертка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм	От минус 20 Приложение Г до 40 ³⁾	1,5 ⁴⁾	2,1	3,0 ⁴⁾	3,6
7. Комбинированное покрытие: - грунтовка; - мастика битумно-полимерная; обертка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 мм в один или два слоя	От минус 20 До 40	3,5	3,5	4,0	-
8. Комбинированное покрытие: - грунтовка; - мастика битумно-полимерная; обертка термоусаживающаяся	От минус 20 До 40	3,8	3,8	3,8	4,5

Продолжение таблицы В.5

Конструкция покрытия	Диапазон температур эксплуатации, °С	Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более			
		273	530	820	1420
9. Ленточное полимерно-битумное: - грунтовка; - лента термоусаживающаяся полимерно-битумная в один или два слоя	От минус 20 До плюс 50	1,5	1,8	3,0	3,6
10. Ленточное полимерно-битумное ⁵⁾ : - грунтовка; - рулонный армированный мастичный материал; - обертка полимерная липкая или лента термоусаживающаяся с мастичным подслоем	От минус 20 до 50 ⁵⁾	2,3	3,2	3,2	4,0
11. Комбинированное покрытие ⁵⁾ : - грунтовка; - мастика битумно-полимерная; - стеклосетка; - обертка термоусаживающаяся без липкого слоя	От минус 20 до 50 ⁵⁾	3,8	3,8	3,8	4,5
12. На основе жидких термореактивных материалов (эпоксидных, полиуретановых, модифицированных уретановых, поликарбамидных)	От минус 20 до 100	Минимальная толщина покрытия должна обеспечивать уровень свойств указанных в таблице В.9, но быть не менее 1 мм. Максимальная толщина не должна превышать 5,0 (6,0) ⁶⁾ мм.			
¹⁾ Для изоляции монтажных стыков труб при горизонтально-направленном бурении (ГНБ). ²⁾ Для изоляции монтажных стыков труб с комбинированным или полимерным (ленточным) покрытием. ³⁾ В конструкции № 6 при использовании полипропиленовой ленты с мастичным подслоем допускается температура эксплуатации до 50 °С. ⁴⁾ Допускается применение без защитной обертки. ⁵⁾ В том числе, на основе асмольных материалов, с максимально допустимой температурой эксплуатации +40 °С ⁶⁾ В скобках – максимально допустимая толщина покрытия для запорной арматуры и других сборных изделий, без скобок – максимально допустимая толщина покрытия для труб и соединительных деталей.					

Т а б л и ц а В.6 – Требования к наружным полиэтиленовым покрытиям труб

Наименование показателя	Значения для покрытия				Метод испытаний
	Тип 1	Тип 2	Тип 3	Тип 4	
1. Внешний вид покрытия	Покрытие должно быть однородным, сплошным, без дефектов и пропусков. Допускается наличие наплывов или локальных утолщений не более 2 мм над уровнем основного покрытия и «волнистость» покрытия, не выводящая толщину покрытия менее значений, указанных в п. 2 настоящей таблицы				8.3.9.1
2. Минимальная общая толщина покрытия *, мм, не менее, для труб диаметром: - до 273 мм включ. - свыше 273 до 530 мм включ. - свыше 530 до 820 мм включ. - свыше 820 мм	2,0 2,2 2,5 3,0	2,2 2,5 3,0 3,5	2,0 2,2 2,5 —		8.3.9.4
3. Диэлектрическая сплошность. Отсутствие пробоя покрытия при электрическом напряжении, не менее	5кВ/мм толщины покрытия				8.3.9.5
4. Прочность покрытия при ударе, Дж, не менее, при температуре: минус (45±3) °C (25±10) °C (40±5) °C (50±5) °C (60±3) °C	15 (24)** 12,5 (15)** — — 7,5 (12)**	24(35)** 21(28)** — — 15(21)**	15 12,5 — 7,5 —		8.3.9.6
5. Адгезия покрытия к стали, Н/см, не менее, при температуре: (25±10) °C (40±3) °C (50±3) °C (60±3) °C (80±5) °C	100 (150)** — — 50 (75)** —	150 (200)** — — 75 (100)** 50 (75)**	150 (200)** — — 50 (75)** —	70 — 30 — —	8.3.9.7
6. Снижение адгезии покрытия к стали, в % от исходного значения, не более, после 1000 ч выдержки в воде при температуре: (25±10) °C (40±3) °C (50±3) °C (60±3) °C (80±5) °C	30 — — 33 —	30 — — 33 50	30 — — 33 —	30 — 33 — —	8.3.9.7.3

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
Продолжение таблицы В.6

Наименование показателя	Значения для покрытия				Метод испытаний
	Тип 1	Тип 2	Тип 3	Тип 4	
7. Площадь катодного отслаивания покрытия, см ² , не более, после 30 суток испытаний в 3 %-ном растворе NaCl при температуре: (20±5) °C; (40±3) °C (50±3) °C (60±3) °C (80±5) °C	4,0 — — 10,0 —	4,0 — — 10,0 15,0	3,0 — — 7,0 —	5,0 — 15,0 — —	8.3.9.8
8. Переходное сопротивление покрытия в 3 %-ном растворе NaCl, при температуре (20±5) °C, Ом·м ² , не менее	10 ¹⁰				8.3.9.9
9. Сопротивление покрытия вдавливанию (пенетрации), мм, не более, при температурах испытаний: (20±5) °C; (40±3) °C (50±3) °C (60±3) °C (80±5) °C	0,2 — — 0,3 —	0,15 — — 0,2 0,4	0,15 — — 0,2 —	0,2 — 0,3 — —	8.3.9.10
10. Устойчивость покрытия к термоциклированию, количество циклов без отслаивания и растрескивания покрытия, не менее, при температуре: от минус (60±3) °C до плюс (20±5) °C)	10	10	10	10	8.3.9.11
11. Стойкость покрытия к прорезанию, глубина канавки, мм, не более	—	—	1,0	—	8.3.9.13
12. Прочность при разрыве свободного слоя покрытия, МПа, не менее, при температуре: (20±5) °C; (60±3) °C	12 (15)** 10 (12)**		18 15	12 10	8.3.9.17
13. Относительное удлинение при разрыве свободного слоя покрытия, %, не менее, при температуре испытаний: минус (45±3) °C) (20±5) °C	100 350			100 200	8.3.9.17

Окончание таблицы В.6

Наименование показателя	Значения для покрытия				Метод испытаний
	Тип 1	Тип 2	Тип 3	Тип 4	
14. Стойкость покрытия к термостарению: снижение относительного удлинения при разрыве, в % от исходного значения, не более, после 1000 ч испытаний на воздухе при (110±3) °С	35	30	35	35	8.3.9.14
15. Стойкость покрытия к воздействию светопогоды в течение 550 ч экспонирования при интенсивности УФ излучения 120 Вт/м ² (интегральная доза облучения 3,5 ГДж в диапазоне длин волн 300-2450 нм). Изменение относительного удлинения при разрыве, %, не более	30	30	30	30	8.3.9.15
16. Стойкость к растрескиванию под напряжением при температуре (50±3) °С, ч, не менее	1000	1000	1000	1000	8.3.9.18
* По требованию заказчика толщина покрытия может быть увеличена. Допускается снижение минимальной толщины покрытия над усилением сварного шва на 0,5 мм по сравнению с толщиной, установленной для показателя 1. ** В скобках приведены значения для труб диаметром более 820 мм, без скобок – для труб диаметром до 820 мм включительно					

Т а б л и ц а В.7 – Требования к наружным полипропиленовым покрытиям труб

Наименование показателя	Значения для покрытий		Метод испытаний
	Тип 1	Тип 2	
1	2	3	4
1. Внешний вид покрытия	Покрытие должно быть однородным, сплошным, без дефектов и пропусков. Допускается наличие наплывов или локальных утолщений не более 2 мм над уровнем основного покрытия и «волнистость» покрытия, не выводящая толщину покрытия менее значений, указанных в п.2 настоящей таблицы		8.3.9.1
2. Минимальная толщина покрытия*, мм, не менее, для труб диаметром: - до 273 мм включ. - свыше 273 до 530 мм включ. - свыше 530 до 820 мм включ. - свыше 820 мм	1,8 2,0 2,2 2,5		8.3.9.4

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
Продолжение таблицы В.7

Наименование показателя	Значения для покрытий		Метод испытаний
	Тип 1	Тип 2	
1	2	3	4
3. Диэлектрическая сплошность. Отсутствие пробоя покрытия при электрическом напряжении	Не менее 5кВ/мм толщины покрытия		8.3.9.5
4. Прочность покрытия при ударе, Дж, не менее, при температуре: минус (20±3) °C; (25±10) °C; (60±3) °C	10 (15)** 17 (25)** 12 (17)**		8.3.9.6
5. Адгезия покрытия, Н/см ширины, не менее, при температуре испытаний: (25±10) °C; (60±3) °C; (80±5) °C; (110±5) °C	200 100 100 —	200 100 — 50	8.3.9.7
6. Снижение адгезии покрытия, в % от исходного значения, после 1000 ч испытаний в воде при температуре, не более: (20±5) °C; (60±3) °C; (80±3) °C; (95±3) °C	30 33 40 —	30 33 — 50	8.3.9.7.3
7. Площадь катодного отслаивания покрытия, см ² , не более, после 30 суток испытаний в 3 %-ном растворе NaCl при температуре: (20±5) °C; (60±3) °C; (80±3) °C; (95±3) °C	4,0 10,0 15,0 —	4,0 10,0 — 20,0	8.3.9.8
8. Переходное сопротивление покрытия в 3 %-ном растворе NaCl при (20±5) °C, Ом·м ² , не менее	10 ¹⁰		8.3.9.9
9. Сопротивление покрытия вдавливанию (пенетрации), мм, не более, при температурах испытаний:			8.3.9.10
(20±5) °C;	0,1	0,1	
(60±3) °C;	0,2	0,2	
(80±3) °C;	0,3	—	
(110±3) °C	—	0,4	
10. Устойчивость покрытия к термоциклированию при температуре от минус (20±3) °C до плюс (20±5) °C, количество циклов без отслаивания и растрескивания покрытия, не менее:	10		8.3.9.11

Окончание таблицы В.7

Наименование показателя	Значения для покрытий			Метод испытаний
	Тип 1		Тип 2	
1	2		3	4
11. Стойкость покрытия к прорезанию, глубина канавки, мм, не более	0,8			8.3.9.13
12. Прочность при разрыве свободного слоя покрытия при температуре (20±5) °С, МПа, не менее	15	15	20	8.3.9.17
13. Относительное удлинение при разрыве свободного слоя покрытия, %, не менее, при температуре: (20±5) °С; минус (20±5) °С;	350 80	350 80	350 80	8.3.9.17
14. Стойкость покрытия к термостарению. Изменение относительного удлинения при разрыве, в % от исходного значения, не более, после 1000 ч выдержки на воздухе при температуре (110±3) °С	—		30	8.3.9.14
15. Стойкость покрытия к воздействию светопогоды в течение 550 ч экспонирования при интенсивности УФ излучения 120 Вт/м ² (интегральная доза облучения 3,5 ГДж в диапазоне длин волн 300-2450 нм). Изменение относительного удлинения при разрыве, %, не более	25			8.3.9.15
16. Стойкость к растрескиванию под напряжением при температуре (50±3) °С, ч, не менее	1000			8.3.9.18
* По требованию заказчика толщина покрытия может быть увеличена. Допускается снижение толщины покрытия над усилением сварного шва на 0,5 мм от нормируемой. ** В скобках приведены значения для труб диаметром свыше 820 мм, без скобок – до 820 мм включительно.				

Т а б л и ц а В.8 – Требования к наружным покрытиям труб, соединительных деталей, задвижек и монтажных узлов трубопроводов на основе термореактивных смол

Наименование показателя	Значения для покрытий			Методы испытаний
	Тип 1	Тип 2	Тип 3	
1	2	3	4	5
1. Внешний вид покрытия	Покрытие должно иметь равномерную толщину, однородный цвет, гладкую поверхность и быть свободным от пропусков, дефектов, пузырей, вздутий, мест отслаивания. Для термореактивного ¹⁾ покрытия допускается наличие «шагрени», небольших (до 1 мм) локальных утолщений, наплывов			8.3.9.1

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
Продолжение таблицы В.8

Наименование показателя	Значения для покрытий			Методы испытаний
	Тип 1	Тип 2	Тип 3	
1	2	3	4	5
2. Диэлектрическая сплошность покрытия ²⁾ . Отсутствие пробоя покрытия при электрическом напряжении, не менее	5кВ/мм номинальной толщины покрытия	5кВ/мм номинальной толщины покрытия, но не менее 2 кВ		8.3.9.5
3. Прочность покрытия при ударе, Дж, не менее, при температуре: а) минус (40±3) °С и плюс (40±3) °С: <u>для изделий диаметром:</u> до 530 мм включ. до 820 мм включ. свыше 820 мм б) плюс (25±10) °С: <u>для изделий диаметром:</u> до 530 мм включ. до 820 мм включ. свыше 820 мм	6 8 10 10 12 15	4 — — 5 — —	— 6 8 — 8 10	8.3.9.6
4. Адгезия покрытия к стали, МПа (Н/см), не менее: а) исходная (для всех типов Пк); б) после 1000 ч выдержки в воде при температуре: (20±5) °С (для всех типов Пк) (40±3) °С (для Пк-40) (60±3) °С (для Пк-60) (80±3) °С (для Пк-80) (95±3) °С (для Пк-100)	7,0 (70) 5,0 (50) 5,0 (50) 5,0 (50) 5,0 (50) 5,0 (50)			8.3.9.7 8.3.9.7.3
5. Площадь катодного отслаивания покрытия, см ² , не более, после 30 суток испытаний в 3 %-ном растворе NaCl при температуре: (20±5) °С (для всех типов Пк) (40±3) °С (для Пк-40) (60±3) °С (для Пк-60) (80±3) °С (для Пк-80) (95±3) °С (для Пк-100)	8 15 15 20 20	8 — 15 20 —	8 — 15 20 20	8.3.9.8

Продолжение таблицы В.8

Наименование показателя	Значения для покрытий			Методы испытаний
	Тип 1	Тип 2	Тип 3	
1	2	3	4	5
6. Переходное сопротивление покрытия в 3 %-ном растворе NaCl при температуре (20±5) °С, Ом·м², не менее: а) исходное (для всех типов Пк) 10⁸ б) после 100 сут испытаний при температуре (20±5) °С (для всех типов Пк) 10⁷ в) после 30 сут испытаний при температуре: (40±3) °С (для Пк-40) 10⁷ (60±3) °С (для Пк-60) 10⁷ (80±3) °С (для Пк-80) 10⁷ (95±3) °С (для Пк-100) 10⁷				8.3.9.9
7. Сопротивление покрытия вдавливанию (пенетрации), глубина проникновения иглы: а) мм, не более, при температуре: (20±5) °С (для всех типов Пк) 0,3 б) % от исходной толщины покрытия, не более, при температуре: (40±3) °С (для Пк-40) 30 (60±3) °С (для Пк-60) 30 (80±3) °С (для Пк-80) 30 (100±3) °С (для Пк-100) 30		—	0,15	8.3.9.10
8. Устойчивость покрытия к термоциклированию, количество циклов без отслаивания и растрескивания покрытия, не менее, при температуре: от минус (60±3) °С до (20±5) °С 10	10	10	10	8.3.9.11
9. Прочность покрытия при изгибе при (20±5) °С	Отсутствие трещин и отслаивания			8.3.9.12
10. Поры на срезе покрытия, проведенном под углом 45 ° при 3÷5-кратном увеличении	Отсутствие пор на границе между металлом и покрытием	—	—	8.3.9.14

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
Окончание таблицы В.8

Наименование показателя	Значения для покрытий			Методы испытаний
	Тип 1	Тип 2	Тип 3	
1	2	3	4	5
11. Водопоглощение отслоенного покрытия, %, не более, после 1000 ч выдержки при температуре испытаний: (20±5) °С (для всех типов Пк) (40±3) °С (для Пк-40) (60±3) °С (для Пк-60) (80±3) °С (для Пк-80) (90±3) °С (для Пк-100)	5 5 5 8 8	3 — 5 — —	3 — 5 8 8	8.3.9.16
¹⁾ Одно и двухслойные покрытия на основе жидких термореактивных материалов: покрытия полиуретановые, модифицированные полиуретановые, эпоксидно-полиуретановые, на основе полимочевины. ²⁾ Диэлектрическая сплошность покрытия на участках изделия с радиусом кривизны поверхности менее 10 мм (ребра жесткости, резьбовые соединения и др. конструктивные элементы) не менее 2 кВ/мм толщины покрытия				

Т а б л и ц а В.9 – Требования к защитным покрытиям магистральных трубопроводов
трассового нанесения

Наименование показателя	Значение показателя	Обозначение конструкции покрытия по таблице В.5	Метод испытаний
1 Диэлектрическая сплошность. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ /мм, не менее	5,0	Для всех покрытий	8.3.9.1
2 Прочность покрытия при ударе, Дж, не менее, при температурах: - от минус 20 °С до 40 °С, не менее; - от минус 30 °С до 40 °С, не менее; - от минус 40 °С до 40 °С, не менее;	6,0 5,0 5,0	5-11 12 1-4	ГОСТ 9.602 (приложение Л)
3 Адгезия покрытия к стали, измеренная методом отслаивания ¹⁾ при температуре (20±5) °С, Н/см, не менее	30	1-6,9-10	ГОСТ 9.602 (приложение К)
4 Адгезия покрытия к стали, измеренная методом нормального отрыва при температуре (20±5) °С, МПа, не менее	7	12	ГОСТ 9.602 (приложение К)
5 Адгезия покрытия к стали, измеренная методом сдвига при температуре (20±5) °С, МПа, не менее,	0,3	7,8,11	ГОСТ 9.602 (приложение К)
6 Адгезия покрытия к стали ¹⁾ , измеренная методом отслаивания при температуре (20±5) °С, Н/см, не менее, после выдержки в воде в течение 1000 часов при температуре: (40±3) °С; (60±3) °С	25 25	1-6,9-10 4-6, 1-3	ГОСТ 9.602 (приложение К)
7 Адгезия покрытия к стали, измеренная методом нормального отрыва при температуре (20±5) °С после выдержки в воде при температуре (60±3) °С в течение 1000 часов, МПа, не менее	5	12	ГОСТ 9.602 (приложение К)
8 Адгезия покрытия к стали, измеренная методом сдвига при температуре (20±5) °С после выдержки в воде при температуре (40±3) °С в течение 1000 часов, МПа, не менее	0,25	7,8,11	ГОСТ 9.602 (приложение К)
9 Адгезия в нахлесте при температуре (20±5) °С, Н/см, не менее: - ленты к ленте - обертки к ленте	7 5	4 ,5, 9, 10 10, 11	ГОСТ 9.602 (приложение К)
10 Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации в течение 30 суток при температуре (20±5) °С, см ² , не более	5	Для всех покрытий	ГОСТ 9.602 (Приложение М)

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
Окончание таблицы В.9

Наименование показателя	Значение показателя	Обозначение конструкции покрытия по таблице В.5	Метод испытаний
11 Переходное электросопротивление покрытия, при температуре (20±5) °С, Ом*м ² , не менее - исходного покрытия - после 100 суток выдержки в 3 % растворе NaCl при температуре (40±2) °С	108 107	Для всех покрытий	ГОСТ 9.602 (Приложение П)
12 Водопоглощение после 1000 часов выдержки в воде при температуре (60±3) °С, %, не более	5	Для всех покрытий	ГОСТ 4650
13 Водопоглощение битумно-полимерной мастики после выдержки в воде в течение 24 ч при температуре (20±5) °С, %, не более	0,2	6-7, 10	ГОСТ 4650
¹⁾ Для конструкций покрытия 1-3 скорость отслаивания покрытия составляет 10 мм/мин; для конструкций покрытия 4-11 – 100 мм/мин			

Т а б л и ц а В.10 – Требования к защитным покрытиям в составе теплоизоляционной конструкции

Наименование показателя	Значение показателя	Метод испытаний
Эпоксидное покрытие		
1. Толщина покрытия, не менее, мм	0,2	8.3.9.4
2. Диэлектрическая сплошность, не менее	Отсутствие пробоя покрытия при электрическом напряжении 5 В/мм, но не менее 1,5 кВ	8.3.9.5
3. Прочность покрытия при ударе при температуре (20±5) °С, Дж, не менее	3,0	8.3.9.6
4. Адгезия покрытия к стали при температуре (20±5) °С, измеренная методом нормального отрыва, МПа, не менее	7,0	ГОСТ 9.602 (приложение К)
5. Устойчивость покрытия к термоциклированию, количество циклов без отслаивания и растрескивания, не менее, при температурах от минус (60±3) °С до плюс (20±5) °С	10	ГОСТ 9.602 (приложение С)
6. Прочность покрытия на изгиб при температуре испытаний: а) плюс (20±5) °С; б) минус (40±3) °С	Отсутствие трещин и отслаивания	ГОСТ 9.602 (приложение С)
Полиэтиленовое покрытие		
1. Толщина покрытия, мм, не менее	2,0 (2,5)*	8.3.9.1
2. Диэлектрическая сплошность, не менее	Отсутствие пробоя покрытия при электрическом напряжении 5 кВ/мм +5 кВ	8.3.9.5
3. Прочность покрытия при ударе при температуре (20±5) °С, Дж/мм, не менее	3 (4)*	8.3.9.6
4. Адгезия покрытия к стали при температуре (20±5) °С, измеренная методом отслаивания, Н/см, не менее	100 (150)*	ГОСТ 9.602 (приложение К)
5. Устойчивость покрытия к термоциклированию, количество циклов без отслаивания и растрескивания, не менее, при температурах от минус (50±3) °С до плюс (20±5) °С	10	ГОСТ 9.602 (приложение С)
6. Прочность при разрыве отслоенного покрытия, МПа, не менее, при температуре: а) (20±5) °С; б) (60±3) °С	12 (15)* 10 (12)*	ГОСТ 11262
7. Относительное удлинение отслоенного покрытия при температуре (20±5) °С, %, не менее	350	ГОСТ 11262

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
Окончание таблицы В.10

8. Стойкость покрытия к термостарению. Изменение относительного удлинения при разрыве , в % от исходного значения, не более, после выдержки на воздухе при температуре (110±3) °С в течение 1000 ч	25	ГОСТ 9.602 (приложение Т)
* В скобках приведены значения для труб диаметром более 820 мм, без скобок – для труб диаметром до 820 мм включительно.		

Приложение Г
(рекомендуемое)

Контроль состояния защитного покрытия трубопроводов

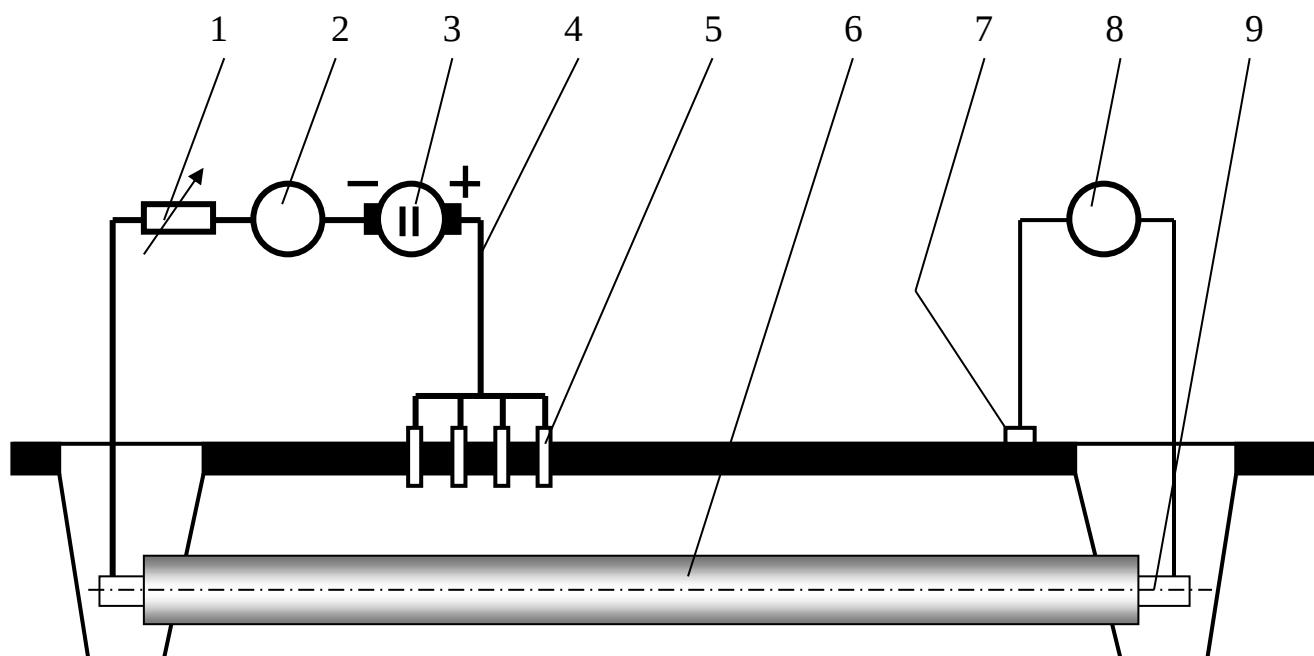
Г.1 Метод контроля состояния защитного покрытия на законченных строительством участках трубопровода

Г.1.1 Сущность метода состоит в катодной поляризации построенного и засыпанного участка трубопровода и определения среднего удельного электрического сопротивления изоляционного защитного покрытия участка по смещению потенциала сооружения (с омической составляющей) и силе поляризующего тока. Рассчитанное в соответствии с Г.1.5. значение удельного электрического сопротивления защитного покрытия законченного строительством участка должно быть не менее приведенного в таблице Г.1

Т а б л и ц а Г.1 – Сопротивление изоляции на законченных строительством участках трубопровода

Тип покрытия	Нормативное сопротивление изоляции, Ом·м ²
Наружные защитные покрытия трубопроводов заводского нанесения (Таблица В.4) и покрытия трассового нанесения для изоляции монтажных стыков труб	10 ⁶
Все остальные покрытия трассового нанесения	10 ⁵

Г.1.2 Для реализации метода необходимо создать временную (испытательную) установку катодной защиты (УКЗ) на обследуемом участке трубопровода, включающую: источник постоянного тока, анодное заземление, регулировочное сопротивление, кабельные линии и измерительные приборы. Принципиальная схема временной установки катодной защиты приведена на рисунке Г.1.



1 – регулирующий резистор, 2 – миллиамперметр, 3 – источник постоянного тока, 4 – соединительные провода, 5 – испытательное (анодное) заземление, 6 – испытуемый участок трубопровода, 7 – медно-сульфатный электрод сравнения, 8 – вольтметр, 9 – неизолированный конец трубы

Рисунок Г.1 – Принципиальная схема проверки состояния защитного покрытия методом катодной поляризации

Г.1.3 Определение параметров временной установки катодной защиты

Параметры элементов временной УКЗ для каждого исследуемого участка трубопровода определяются расчетом.

Минимальный ток поляризации I , А вычисляют:

- для участков длиной равной или более 4 км по формуле

$$I = \frac{\delta U}{Z} sh(\alpha L) \quad (\text{Г. 1})$$

- для участков длиной менее 4 км по формуле

$$I = \frac{\pi D L \delta U}{R_{из} + R_p} \quad (\text{Г. 2})$$

где L – длина участка трубопровода, м;

$R_{из}$ – предполагаемое (нормированное таблица Г.1) удельное электрическое сопротивление изоляции, Ом м²;

D – диаметр трубопровода, м;

δU – смещение потенциала (с омической составляющей) в конце участка, В, вычисляемое по формуле

$$\delta U = U_{тз} - U_e, \quad (\text{Г. 3})$$

где $U_{тз}$ – измеренный потенциал (после включения источника постоянного тока), В;

U_e – естественный потенциал (до включения источника постоянного тока), В;

Примечание – Смещение потенциала δU принимают равным 0,4 В при подстановке в формулу (Г.1) и 0,7 В при подстановке в формулу (Г.2).

R_p – сопротивление растеканию трубопровода, Ом м², вычисляемое по формуле

$$R_p = \frac{\rho_r D}{2} \ln \frac{0.4 R_p}{D^2 H R_T}, \quad (\text{Г. 4})$$

где H – глубина залегания трубопровода, м;

$\rho_{гр}$ – среднее удельное электрическое сопротивление грунта, Ом м;

R_T – продольное сопротивление стального трубопровода, Ом/м, вычисляемое по формуле

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi(D - \delta_T) \cdot \delta_T}, \quad (\text{Г. 5})$$

где ρ_T – удельное сопротивление трубной стали, Ом м;

δ_T – толщина стенки трубопровода, м;

Z – характеристическое сопротивление трубопровода, Ом, вычисляемое по формуле

$$Z = \sqrt{R_T(R_{из} + R_p)(\pi D)^{-1}}. \quad (\text{Г. 6})$$

Параметр α – постоянная распространения, 1/м, вычисляется по формуле

$$\alpha = \sqrt{\pi D R_T / (R_{из} + R_p)}. \quad (\text{Г. 7})$$

Входное сопротивление трубопровода, Ом вычисляют по формуле

$$Z_T = Z \cdot \operatorname{cth}(\alpha \cdot L) . \quad (\Gamma.8)$$

Сопротивление испытательного заземления – R_3 , Ом, при известном максимальном напряжении V источника постоянного тока, вычисляют по формуле

$$R_3 = \frac{0.8 \cdot V}{I} - Z_T - R_K - R_{\text{рег}} , \quad (\Gamma.9)$$

где V – напряжение источника постоянного тока;

R_K – сопротивление кабельных линий, Ом;

$R_{\text{рег}}$ – сопротивление регулирующего резистора, Ом.

Примечание – Максимальное напряжение источника постоянного тока – менее 100 В.

Параметры временной УКЗ, определенные по формулам (Г.1) – (Г.9), являются ориентировочными и могут быть откорректированы в процессе измерений. Основная задача временной УКЗ – обеспечить ток поляризации, создающий смещение потенциала на конце участка в пределах от 0,4 до 0,7 В.

Г.1.4 Требования к оборудованию, монтажу элементов временной установки катодной защиты

Испытательное заземление

Испытательным заземлением может служить любое заземляющее устройство (за исключением защитных заземлений), в том числе построенное проектное анодное заземление, находящиеся на территории строительства, строительные машины на гусеничном ходу, сопротивление растеканию тока на землю которых не превышает R_3 . Расстояние от трубопровода до места расположения испытательного заземления должно соответствовать таблице Г.2.

Т а б л и ц а Г.2 – Рекомендуемое минимальное расстояние между испытательным заземлением и контролируемым участком трубопровода

Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Длина контролируемого участка трубопровода, м				
	От 50 до 2000	От 2001 до 4000	От 4001 до 10000	От 10001 до 20000	От 20001 до 50000
До 100	100	150	200	300	400
От 100 до 200	110	170	220	330	430
От 200 до 300	120	190	240	360	460
От 300 до 400	130	210	260	390	490
От 400 до 500	140	230	280	410	510
От 500 до 600	150	250	300	430	530
От 600 до 700	160	270	320	450	560
От 700 до 800	170	290	340	470	590
От 800 до 900	180	310	360	490	620
От 900 до 1000	190	330	380	510	650

В случае необходимости, для сооружения испытательного заземления должны быть применены стальные стержни или трубы диаметром не менее 25 мм или специальные винтовые заземлители, которые устанавливаются в грунт в виде вертикально расположенных электродов или полосы стального проката расположенные горизонтально в траншее в виде протяженного заземления. Сопротивление растекания испытательного заземления должно быть не выше значения рассчитанного по формуле (Г.9).

Монтаж испытательного заземления должен осуществляться в грунтах наименьшего сопротивления. Для снижения сопротивления испытательного анодного заземления допускается использовать 5%-ый водный раствор хлористого натрия для увлажнения грунта около электродов.

При отсутствии благоприятных условия для монтажа заземления на концах контролируемого участка, точка дренажа и размещения испытательного заземления может быть смещены на расстояние не более 5 % длины контролируемого участка трубопровода.

При невозможности создания испытательного заземления, например, в скальных высокоомных грунтах, рекомендуется проверку качества изоляции методом катодной поляризации проводить после окончания строительства последующего участка, используя указанный участок в качестве испытательного заземления.

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

Источник постоянного тока

В качестве источника постоянного тока может быть применены любые аккумуляторы напряжением до 24 В и емкостью не менее 10 А·ч. при проверке защитного покрытия на участках длиной более 20 км и не менее 5 А·ч для других условий, а также другие источники постоянного тока напряжением не выше 100 В, позволяющие поддерживать значение тока поляризации не ниже рассчитанных по формулам (Г.1), (Г.2).

Средства измерения

Измерение разности потенциалов труба-земля при катодной поляризации трубопровода должно производиться вольтметром относительно медно-сульфатного электрода сравнения. Входное сопротивление вольтметра должно быть не менее 10 МОм. Класс точности – не ниже 2.

Электрод сравнения должен располагаться над трубопроводом с отклонением от вертикали, проходящей через ось трубопровода не более, чем на $\pm 0,2$ м. Если электрод сравнения приходится размещать в грунтах с удельным электрическим сопротивлением более 100 Ом·м, то грунт в месте размещения увлажняют соленой водой (5-ти процентный раствор хлористого натрия в любой пресной природной воде).

При расположении контролируемого участка в зоне действия блуждающих токов для измерения разности потенциалов при катодной поляризации должны применяться самопишущие или регистрирующие приборы с внутренним сопротивлением не менее 9 МОм (например, регистраторами измерительной информации типа «РАД-256» или «Минилог»).

Для регулирования силы тока поляризации следует использовать резисторы переменные проволочные со следующими характеристиками: 200 Ом $\times$ 1 А; 10000 Ом $\times$ 0,1 А.

Измерение силы тока должно производиться амперметром постоянного тока с пределами измерения 200 мА и 2 А. Класс точности прибора должен быть не хуже 2,0. Коэффициент подавления помех переменного тока не менее 60 дБ.

Для определения сопротивления растеканию испытательного заземления следует использовать приборы с пределами измерения 2 Ом – 20 кОм

Соединительные провода

Провод медный изолированный сечением не менее 2,0 мм².

Г.1.5 Проведение контроля состояния защитного покрытия

Перед проведением измерений необходимо убедиться в том, что на контролируемом

участке трубопровода отсутствует контакт незащищенной поверхности трубы с грунтом. А также, отключены электрические переключатели: с другими сооружениями, датчиками (датчики потенциала, скорости коррозии и др.) и другими заземленными элементами, в том числе защитным заземлением.

Измерения на контролируемом участке следует проводить в период, когда глубина промерзания грунта не превышает 0,5 м и когда расстояние между верхней границей глубинной мерзлоты и нижней образующей трубопровода составляет не менее 0,3 м.

Г.1.5.1 Измерение электрических величин проводят в следующей последовательности:

- до подключения источника тока к участку трубопровода проводят измерение естественного потенциала U_e с помощью вольтметра 8 относительно медносulfатного электрода сравнения 7 (см. рисунок Г.1);

- включают источник постоянного тока 3 и с помощью регулировочного резистора 1 устанавливают силу тока поляризации, не менее вычисленных значений по формулам (Г.1) или (Г.2);

- через 3 ч после включения источника тока измеряют разность потенциалов труба-земля $U_{тз}$ с помощью вольтметра 8 и ток поляризации I с помощью миллиамперметра 2.

Г.1.5.2 Производят вычисление удельного электрического сопротивления защитного покрытия $R_{уз}$, Ом·м²:

- для участков протяженностью менее 4 км по формуле

$$R_{уз} = 3,14 \cdot D \cdot L \cdot \frac{\delta U}{I} - R_p \quad (\text{Г.10})$$

- для участков протяженностью более 4 км по формуле

$$R_{уз} = \frac{R_T L^2 \pi D}{\left[\operatorname{Arsh} \frac{I}{\delta U} \sqrt{R_T} \sqrt{\frac{R_{уз} + R_p}{\pi D}} \right]^2} - R_p, \quad (\text{Г.11})$$

Все величины, входящие в формулы (Г.10) (Г.11), определены ранее.

Г.1.5.3 Сравнивают рассчитанные значения $R_{уз}$ с нормированными значениями.

Г.1.6 Контроль состояния защитных покрытий в особых условиях

Г.1.6.1 Проверка состояния защитного покрытия участков трубопроводов, подверженных воздействию индуцированного тока высоковольтных линий электропередачи

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

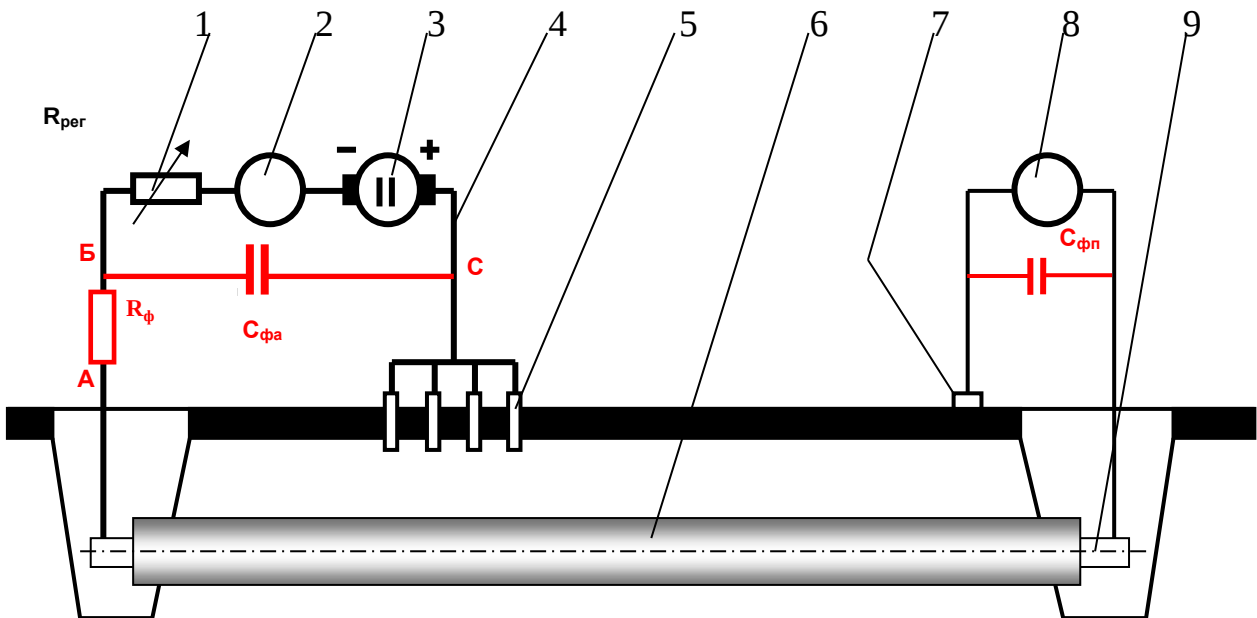
Индукцированный на трубопровод ток может создавать существенные помехи при проведении контроля изоляции методом катодной поляризации. В таблице Г.3 приведен перечень мероприятий, которые следует осуществить, для обеспечения проверки качества изоляции участков трубопровода, в зависимости от величины индуцированного напряжения труба-земля переменного тока.

Проверка качества изоляции при индуцированном напряжении до 10 В осуществляется методом описанным в Г.1.5. Измерения тока и напряжений постоянного тока должны проводиться приборами с встроенными фильтрами, подавляющими переменную составляющую не хуже 60 дБ.

При индуцированном напряжении свыше 10 В осуществляют дополнительную фильтрацию наведенного напряжения. Для осуществления фильтрации должны быть применены RC-фильтры. Схема подключения фильтров приведена на рисунке Г.2.

Т а б л и ц а Г.3 – Мероприятия, обеспечивающие проверку качества защитного покрытия на участках трубопроводов, законченных строительством, подверженных влиянию индуцированных токов ВЛ

Величина наведенного напряжения труба – земля, В	Мероприятия, обеспечивающие проверку качества изоляции
менее 10	Дополнительных мероприятий не требуется
от 10 до 20	Проверка производится с применением средств защиты от повреждения аппаратуры и от искажения показаний измерительных приборов
свыше 20	Перед проверкой должны быть приняты меры электробезопасности и осуществлены мероприятия по защите аппаратуры и приборов .



R_{ϕ} – резистор фильтра источника тока, $C_{\phi a}$ – конденсатор фильтра источника тока, $C_{\phi n}$ – конденсатор фильтра вольтметра, 1 – регулирующий резистор, 2 – амперметр, 3 – источник постоянного тока, 4 – соединительные провода, 5 – испытательное заземление, 6 – испытуемый участок трубопровода, 7 – медно-сульфатный электрод сравнения, 8 – вольтметр, 9 – неизолированный конец трубы

Рисунок Г.2 – Электрическая схема подключения RC-фильтров к контролируемому участку трубопровода, подверженному воздействию индуцированного тока высоковольтных линий электропередачи

Расчет емкости RC-фильтра для целей обеспечения проверки качества изоляции

Отношение k (коэффициент подавления индуцированного напряжения) переменного напряжения U_{AC} на входе к напряжению U_{BC} на выходе фильтра определяется по формуле

$$k = \frac{U_{AC}}{U_{BC}} = \sqrt{1 + (R_{\phi} \cdot \omega C_{\phi a})^2}, \quad (\text{Г.13})$$

где R_{ϕ} – сопротивление резистора фильтра, Ом

$$R_{\phi} \cdot C_{\phi a} = \frac{\sqrt{k^2 - 1}}{\omega} = \frac{\sqrt{k^2 - 1}}{314}, \quad (\text{Г.14})$$

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
где $\omega = 2\pi f = 314 \text{ с}^{-1}$,

$f = 50 \text{ Гц}$, частота индуцированного переменного тока.

Следует задать необходимую величину коэффициента подавления переменного напряжения $U_{AC}/U_{BC} = k$, и определить произведение сопротивления и искомой емкости. Напряжение труба-земля переменного тока - U_{AC} определяется замером (после проведения мероприятий по снижению индуцированного напряжения) значение U_{BC} принять равным не более 10 В. Значение R_{ϕ} выбрать, так чтобы сумма сопротивления R_{ϕ} и $R_{рег}$ обеспечивала необходимый ток поляризации при заданном напряжении источника тока поляризации

$$R_{\phi} + R_{рег} \leq \frac{0,8V}{I} - Z_T - R_3 - R_K \quad \text{Ом} \quad (\text{Г.15})$$

Подставив значение R_{ϕ} в (Г.14), необходимо рассчитать величину $C_{\phi a}$ в фарадах.

Конденсатор требуется выбирать по величине емкости $C_{\phi a}$, значению переменного напряжения $\sim U_{T3}$ и реактивной мощности Q

$$Q = \sim U_{T3}^2 \omega C, \text{ ВАр.} \quad (\text{Г.16})$$

Емкость конденсатора фильтра вольтметра $C_{\phi п}$ должна быть выбрана из условия

$$X_c = 1/(314 \cdot C_{\phi п}) \leq 0,001 \cdot R_v, \quad (\text{Г.17})$$

где X_c – сопротивление искомой емкости,

R_v – входное сопротивление вольтметра.

$$C_{\phi п} \geq 3,2 / R_v \quad (\text{Г.18})$$

Мероприятия по снижению индуцированного напряжения

Снижение индуцированного напряжения до безопасной величины следует осуществлять заземлением трубопровода испытываемого участка через разделительные конденсаторы. Должны быть заземлены оба торца (рисунок Г.3) и все другие точки испытываемого участка трубопровода, на которых возможно прикосновение к трубопроводу обслуживающего персонала (краны, открытые контрольно-измерительные пункты и др.).

Минимальную емкость разделительных конденсаторов C_p , Φ , определяют по формуле

$$C_{p, \text{мин}} = 0,32 / (Z_{вх.т} + R_3), \quad (\text{Г.19})$$

где $Z_{\text{вх.т}}$ – входное сопротивление участка трубопровода, Ом.

R_3 – сопротивление растеканию испытательного заземления, Ом.

Минимальная реактивная мощность $Q_{\text{мин}}$, ВАр, конденсатора должна определяться по формуле (Г.16)



Рисунок Г.3 – Схема заземления трубопровода при снижении индуцированного напряжения

Г.1.6.2 Проверка состояния защитного покрытия на участках трубопроводов для условий укладки методом горизонтально-направленного бурения

Проверка качества защитного покрытия для условий укладки методом горизонтально-направленного бурения должна быть осуществлена не только с целью оценки собственно качества покрытия, но и для назначения токового режима установки катодной защиты, непосредственно защищающей переход.

Проверка качества защитного покрытия для условий укладки методом направленного бурения должна проводиться при наличии электропроводной среды в затрубном пространстве. Проверка может производиться в любое время года независимо от глубины промерзания грунта, при условии, что имеется возможность создать испытательное заземление или использовать имеющееся (например, анодное заземление установки катодной защиты).

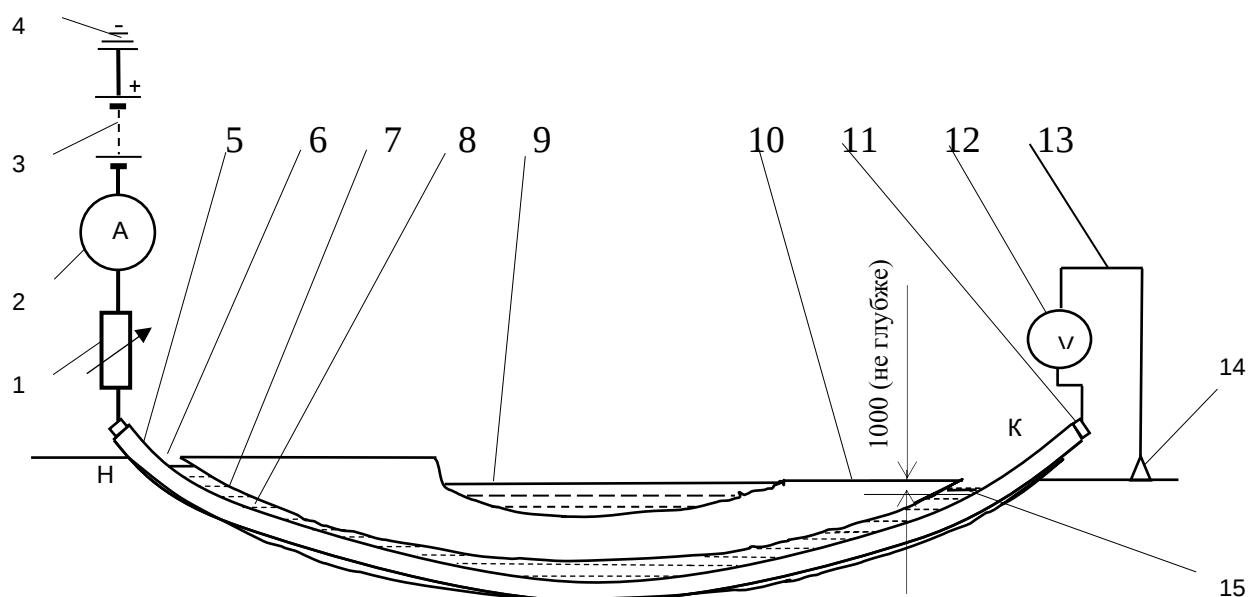
Затрубное пространство должно быть наполнено либо буровым раствором, либо водой. Уровень воды должен располагаться не глубже 1 м от поверхности земли на низком берегу водной преграды.

Оба торца контролируемого трубопровода должны быть изолированы так, чтобы металл

**ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)**

на торцах не соприкасался с грунтом, водой, другим трубопроводом или металлическим сооружением, в том числе с заземляющими устройствами и строительными машинами любого назначения. При этом должна быть обеспечена возможность присоединения к трубопроводу электрических проводов для подачи измерительного тока и измерения смещения потенциала.

Электрическая схема подключения источника поляризующего тока и измерительных приборов к трубопроводу, уложенному методом горизонтально-направленного бурения при проверке качества защитного покрытия приведена на рисунке Г.4.



1 – регулирующий резистор, 2 –амперметр, 3 – источник постоянного тока (аккумуляторная батарея), 4 – испытательное заземление, 5 – испытуемый участок, 6 – устье скважины НБ, 7 – скважина НБ, 8 – вода или буровой раствор в затрубном пространстве, 9 – водная преграда, 10 – поверхность земли, 11 оголенный торец испытуемого трубопровода, 12 – вольтметр постоянного тока, 13 - изолированные провода, 14 – электрод сравнения, Н и К – начало и конец проверяемого трубопровода (условное определение), 15 – обеспечиваемый уровень воды в скважине для проведения проверки качества защитного покрытия.

Рисунок Г.4 – Схема подключения источника тока и оборудования при проверке качества защитного покрытия участков трубопровода, уложенных методом горизонтально-направленного бурения

Испытательным заземлением может служить любое заземляющее устройство (за исключением защитных заземлений), в том числе линейная часть строящегося трубопровода, находящихся на территории строительства перехода для укладки методом горизонтально-направленного бурения, строительные машины на гусеничном ходу, сопротивление растеканию тока на землю которых не превышает 100 Ом. Расстояние от трубопровода до места расположения испытательного заземления должно быть для низкоомных грунтов с удельным электрическим сопротивлением до 100 Ом·м не менее 30, а для грунтов свыше 100 Ом·м согласно таблице Г.2. Если испытательным заземлением служит участок строящегося трубопровода, то расстояние между ним и испытываемым участком должно быть не менее 10 м.

Сила тока катодной поляризации должна обеспечивать смещение потенциала, измеряемого вольтметром 12, не менее чем 0,8 В. Указанный ток зависит от сопротивления изоляции, диаметра и длины перехода горизонтально-направленного бурения, сопротивления растеканию испытательного заземления, и ориентировочно может быть определен в соответствии с Г.1.3. Ток обеспечивается источником питания 3, сила тока регулируется резистором 1 (см. рисунок Г.4).

Г.1.6.3 Проверка состояния защитного покрытия участков трубопроводов в зоне действия блуждающих токов

Блуждающие токи отличаются нестабильностью наводимых на трубопровод потенциалов, искажающих результаты измерений. При проверке качества изоляции в зоне действия блуждающих токов необходимо соблюдать следующие условия:

- длина контролируемого участка не должна превышать 25 км;
- поляризацию трубопровода следует осуществлять в течение трех часов непрерывно, а затем через прерыватель тока с периодом прерывания 30 с (25 с поляризация включена, 5 с – выключена);
- измерения потенциалов труба-земля следует производить в период суток с наименьшим воздействием блуждающих токов на трубопровод. Измерения, как правило, выполнять самопишущими приборами (в том числе, электронными регистраторами измерительной информации);
- при измерении разности потенциалов труба-земля показывающим прибором следует регистрировать минимальное и максимальное значение потенциалов в момент

соответственно перед и после выключения тока поляризации. Схема включения приборов приведена на рисунке Г.5.

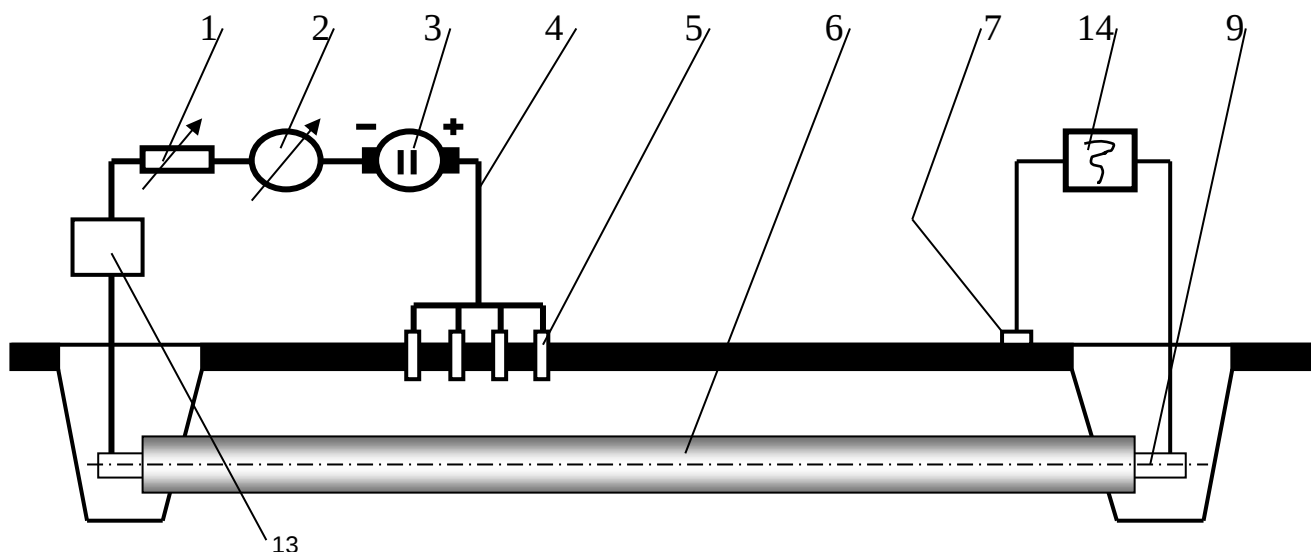
По формулам (Г.20) также вычисляют среднее изменение разности потенциалов при включенном $U(I)_{\text{тзi}}$ и выключенном $U(0)_{\text{тзi}}$ источнике тока поляризации за любые 10 прерываний тока, следующих после длительной поляризации. При этом каждая пара результатов измерения $U(I)_{\text{тзi}}$ и $U(0)_{\text{тзi}}$ должна принадлежать одному периоду прерывистой поляризации (измерения производятся перед и после каждого прерывания).

$$\bar{U}(I)_{\text{тз}} = 0,1 \cdot \Sigma U(I)_{\text{тзi}} \quad , \quad (\text{Г.20})$$

$$\bar{U}(0)_{\text{тз}} = 0,1 \cdot \Sigma U(0)_{\text{тзi}} \quad , \quad (\text{Г.21})$$

где Σ – знак суммирования 10 результатов измерения разности потенциалов труба-земля ($i = 10$).

Необходимо точно согласовать время включения и выключения тока поляризующего источника со временем регистрации измерения разности потенциалов на конце участка. Рекомендуется использовать средства связи (телефон, радиосвязь), либо при поляризации во время измерений применять периодическое прерывание тока и самопишущие регистрирующие приборы.



13 – прерыватель тока, 14 – регистрирующий вольтметр. Остальные обозначения соответствуют обозначениям, приведенным на рисунке Г.1

Рисунок Г.5 – Принципиальная схема контроля состояния защитного покрытия трубопроводов, находящихся под воздействием блуждающих токов

Среднее смещение разности потенциалов труба-земля определяют по формуле

$$\delta U = \bar{U}(I)_{\text{тз}} - \bar{U}(0)_{\text{тз}}. \quad (\text{Г.22})$$

Силу тока катодной поляризации I_6 при контроле состояния изоляции трубопровода, находящегося в зоне действия блуждающих токов следует выбирать на 25% выше, чем при замерах в обычных условиях.

Фактическое сопротивление изоляции рассчитывают по формулам (Г.10) - (Г.11), в которых ток $I_{\text{и}}$ принимается равным

$$I_{\text{и}} = 0,8 \cdot I_{\text{и6}}, \quad (\text{Г.23})$$

где $I_{\text{и6}}$ – измеренный ток катодной поляризации при контроле изоляции в зоне действия блуждающих токов, А.

Г.2 Метод контроля состояния защитного покрытия при эксплуатации

Г.2.1 Средства контроля и вспомогательные устройства

Аппаратура и приборы указаны в Г.1.4. В качестве источника постоянного тока используют катодные станции, действующие на трубопроводе, и их анодные заземления, в качестве амперметра – амперметр катодной станции. Подключение вольтметра к трубопроводу осуществляется в контрольно-измерительных пунктах.

Г.2.2 Порядок подготовки к контролю

Контролируемый участок трубопровода должен быть оборудован контрольно-измерительными пунктами, которых должно быть не менее, чем требуется в настоящем стандарте.

Не менее чем за сутки до проведения измерений выключают установки катодной защиты на участках трубопровода, примыкающих к контролируемому.

Г.2.3 Проведение испытаний:

- измеряют потенциал трубопровода U_e при выключенных установках катодной защиты (естественную разность потенциалов «труба-земля») по всей длине контролируемого участка.

- включают установку катодной защиты и не ранее чем через 3 ч поляризации измеряют силу тока I установки и потенциал $U_{\text{тз1}}$ во всех контрольно-измерительных пунктах зоны действия этой катодной установки.

- после окончания испытаний все отключенные установки катодной защиты включают и устанавливают требуемые защитные токи.

Г.2.4 Обработка результатов испытаний

Сопротивление изоляции $R_{из}$, Ом · м², на контролируемом участке вычисляют по формуле

$$R_{из} = \frac{\bar{U}}{j} - R_p, \quad (Г.24)$$

где $\bar{U}$ – среднее значение смещения потенциала на длине зоны действия одной установки катодной защиты, В, которое вычисляют по формуле

$$U = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^k \frac{L_i}{\sqrt{U_i}} \right)^2}, \quad (Г.25)$$

где L – длина, определяемая расстоянием между минимальными защитными значениями потенциалов по обе стороны от места расположения установки катодной защиты, м;

L_i – длина i -го участка (половина расстояния между соседними с данным контрольно-измерительными пунктами), м, с потенциалом U_i , В, рассчитываемым по формуле

$$U_i = U_{тзи} - U_e, \quad (Г.26)$$

где $U_{тзи}$ – потенциал на i -м участке, измеренный после включения установки катодной защиты, В;

U_e – естественная разность потенциалов на i -м участке, В;

k – количество контрольно-измерительных пунктов на контролируемом участке;

j – плотность тока, А/м, вычисляемая по формуле

$$j = \frac{I}{\pi D L}, \quad (Г.27)$$

где I – сила тока установки катодной защиты, А;

D – диаметр трубопровода, м.

Сопротивление изоляции трубопровода $R_{изL}$, Ом · м², вычисляют по формуле

$$R_{изL} = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^m \frac{L_i}{\sqrt{R_{изi}}} \right)^2}, \quad (Г.28)$$

где m – число установок катодной защиты на участке трубопровода длиной L , м.

Г.2.5 АКТ оценки состояния покрытия законченного строительством (эксплуатируемого) участка трубопровода

Все графы обязательны к заполнению

наименование принимающей организации

АКТ
оценки состояния покрытия законченного строительством
(эксплуатируемого) участка трубопровода

Наименование трубопровода _____

Участок трубопровода (начало, км _____, конец, км _____
протяженность, м _____)

Диаметр трубы, м _____, толщина стенки, мм _____

Конструкция защитного покрытия _____

Среднее удельное электрическое сопротивление грунта (ρ), Ом _____

Требуемое сопротивление изоляции защитного покрытия $R_{из}$, Ом·м² _____

Дата начала _____ и окончания _____ засыпки

Сопротивление растеканию трубопровода R_p , Ом·м² _____

Продольное сопротивление R_t , Ом/м _____

Место подключения источника постоянного тока, км _____

Напряжение V , В _____ и ток I , мА _____ на выходе источника постоянного тока

Время измерения	Потенциал трубопровода, В, по медно-сульфатному электроду сравнения			Значение сопротивления защитного покрытия по результатам измерений, Ом м ²
	Естественная разность потенциалов	При включенном источнике катодной поляризации	Смещение потенциала	

Состояние защитного покрытия участка трубопровода _____
соответствует, не соответствует требуемому значению

должность лиц, проводивших определение

личная подпись

расшифровка подписи

Дата

Приложение Д
(обязательное)

**Технические требования к оборудованию и средствам систем
электрохимической защиты**

Д.1 Общие технические требования

Д.1.1 Средства системы электрохимической защиты и контроля защищенности должны обеспечивать катодную поляризацию стальных сооружений и коррозионный мониторинг в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Д.1.2 Станции катодной защиты должны иметь защиту от коротких замыканий и импульсных перенапряжений в цепях питания 230 В, нагрузки и измерительных цепях, класса не ниже II соответствующего требованиям стандарта [11] или иного соответствующего документа по:

- постоянному, динамическому и статическому напряжению пробоя;
- импульсному току (10/350);
- разрядному току (8/20).

Д.1.3 При отсутствии в устройствах указанных элементов защиты должны быть предусмотрены контакты для присоединения устройства к внешнему блоку защиты от коротких замыканий и импульсных перенапряжений

Д.1.4 На наружные поверхности электротехнических металлических шкафов средств ЭХЗ исполнения У1 и УХЛ 1, контактирующих с внешней коррозионной средой, должно быть нанесено защитное покрытие, соответствующее требованиям ГОСТ 9.032 и требованиям нормативно-технической документации на конкретный вид покрытия. Внешний вид защитного покрытия должен соответствовать показателю А30 по ГОСТ 9.407.

Д.1.5 Средства системы ЭХЗ по пожарной безопасности должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.004

Д.1.6 Средства системы ЭХЗ должны быть устойчивыми к воздействию внешних механических факторов и соответствовать группе условий эксплуатации М1 по ГОСТ 17516.1. Степень жесткости при испытаниях -1 по ГОСТ 30631.

Д.1.7 Транспортировка оборудования и элементов системы ЭХЗ должна обеспечиваться в штатной упаковке водным, воздушным, железнодорожным или автомобильным транспортом на любое расстояние без ограничения скорости, в соответствии

с правилами, действующими на соответствующем виде транспорта, условия транспортирования Ж по ГОСТ 23216.

Д.1.8 Все новые средства электрохимической защиты должны быть подвергнуты эксплуатационным испытаниям по программам и процедурам, согласованным с потребителем, на соответствие требованиям настоящего стандарта и корпоративных стандартов (стандартов организации).

Д.2 Автоматические преобразователи катодной защиты

Д.2.1 Автоматические преобразователи катодной защиты (АПКЗ) предназначены для катодной поляризации подземных стальных сооружений и обеспечения стабилизации в автоматическом режиме:

- заданного уровня защитного потенциала защищаемого сооружения;
 - заданного уровня выходного тока,
- с погрешностью, не превышающей 2,5% заданного значения.

Д.2.2 Номинальная выходная мощность АПКЗ должна быть не более 5 кВт.

Д.2.3 Электрические параметры и режимы работы АПКЗ должны соответствовать требованиям ГОСТ 26830-86.

Д.2.4 Предпочтительный ряд номинальных параметров:

- по выходному напряжению: 12/24/48/96 В;
- по выходному току: 4/8/10/12,5/16/20/25/32/40/50/64/80/100 А.

Д.2.5 Коэффициент мощности АПКЗ в номинальных режимах должен быть не менее 75 %.

Д.2.6 АПКЗ должны обеспечивать номинальные выходные параметры при работе на комплексную нагрузку с емкостной составляющей (С) – до 100 мкФ, индуктивной составляющей (L) – до 3 мГн, при активной нагрузке, соответствующей номинальному выходному напряжению и номинальному выходному току

Д.2.7 АПКЗ должна сохранять работоспособность при напряжении питающей сети переменного тока (однофазный, частотой 50 ± 1 Гц) в диапазоне от 187 до 253 В.

Д.2.8 АПКЗ должны обеспечить безаварийное функционирование без гарантированного сохранения основных электрических параметров при напряжении питающей сети за пределами рабочего напряжения, указанного в Д.2.7, в диапазоне от 150 до 264 В.

Д.2.9 Допускается применять АПКЗ с электроснабжением от источников постоянного тока (альтернативных источников электроэнергии) при напряжении питающей сети 6/12/24 В. Работоспособность АПКЗ должна обеспечиваться в диапазоне $\pm 10\%$ от номинального значения питающего напряжения.

Д.2.10 После кратковременного или длительного отключения и последующего включения питающей сети, в том числе при использовании специализированных прерывателей поляризации сооружения, АПКЗ должны обеспечивать восстановление заданного до отключения режима работы.

Д.2.11 Сопротивление изоляции электрических цепей преобразователя относительно корпуса и цепей, электрически не связанных между собой, должно быть не менее 20 МОм в нормальных климатических условиях и 0,5 МОм в условиях воздействия верхнего значения относительной влажности.

Д.2.12 Изоляция электрически независимых цепей между собой относительно корпуса АПКЗ должна выдерживать без пробоя и поверхностного перекрытия воздействие испытательного напряжения, соответствующего требованиям по ГОСТ 26830.

Д.2.13 Обмен данными АПКЗ с системами дистанционного контроля и управления ЭХЗ (подсистемами коррозионного мониторинга) должен осуществляться через модуль сопряжения или непосредственно по протоколу обмена MODBUS через последовательный пользовательский интерфейс RS-485.

Д.2.14 При дистанционном контроле и управлении АПКЗ целесообразно обеспечивать:

- а) дистанционное измерение (телеизмерение):
 - выходного напряжения;
 - выходного тока;
 - потенциала на защищаемом сооружении;
- б) дистанционный контроль (телесигнализации):
 - несанкционированного доступа в шкаф;
 - включения в работу основного или резервного силового (ых) модуля (ей);
 - нарушения измерительных цепей защитного потенциала на сооружении;
- в) дистанционное задание значений уставок (телерегулирование):
 - с дискретностью задания выходного тока и напряжения – не более 0,1 А/В;
 - с дискретностью задания потенциала на сооружении – не более 0,01 В;

г) дистанционное управление (телеуправление) отключением или включением АПКЗ (силовых модулей).

Д.2.15 АПКЗ должны иметь плавное регулирование выходного напряжения и тока от 5 до 100 % номинальных значений.

Д.2.16 Уровень шума, создаваемый АПКЗ, на всех частотах не должен превышать 60 дБ.

Д.2.17 АПКЗ должны иметь естественное воздушное охлаждение. При эксплуатации устройств в условиях воздействия верхнего значения температуры окружающей среды температура нагрева его металлических частей, соприкасающихся с изоляцией, не должна превышать плюс 100 °С. Температура поверхности шкафа в самой нагретой точке не должна превышать плюс 70 °С. Изоляция силового трансформатора и дросселя (реактора), в зависимости от конструкции, должны обеспечивать их нормальную работу при температуре нагрева не превышающей плюс 150 °С.

Д.2.18 Средняя наработка на отказ разрабатываемых АПКЗ должна быть не менее 25000 часов (с вероятностью 0.9), в соответствии со стандартом [12] или иным соответствующим документом.

Д.2.19 Установленный срок службы АПКЗ с вероятностью 0,9 должен быть не менее 15 лет, при соблюдении эксплуатирующей организацией требований эксплуатационных документов

Д.3 Требования к неавтоматическим дренажам

Д.3.1 Неавтоматический поляризованный дренаж (НПД) должен обеспечивать отвод блуждающих токов с трубопровода к источнику этих токов. НПД должны выдерживать максимальное обратное напряжение не менее 800 В.

Д.3.2 Номинальная сила тока дренажа определяется производителем в зависимости от его типа при условии обеспечения периодического (в течение 10 минут в час) максимального тока, превышающего не менее чем в 4 раза номинальную величину. НПД должен обеспечивать непрерывную работу при нагрузке не менее 50 % от заявленной номинальной силы тока, при этом при верхнем значении температуры окружающей среды температура нагрева наружной поверхности корпуса дренажа не должна превышать 70 °С.

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

Д.3.3 Дренажи должны быть оборудованы регулировочными (балластными) сопротивлениями с рекомендуемым диапазоном регулирования 0,024-0,24 Ом. Рекомендуемый шаг регулировки 10% от величины суммарного сопротивления.

Д.3.4 Сопротивление изоляции электрических цепей НПД относительно корпуса и цепей, электрически не связанных между собой, должно быть не менее 20 МОм в нормальных климатических условиях и 0,5 МОм в условиях воздействия верхнего значения относительной влажности.

Д.3.5 Изоляция между цепями нагрузки и корпусом дренажа в течение 1 минуты должна выдерживать без пробоя и поверхностного перекрытия воздействие испытательного напряжения не менее 1000 В переменного тока частотой 50 Гц.

Д.3.6 Уровень шума, создаваемый НПД при эксплуатации, не должен превышать 60 дБ.

Д.3.7 Средняя наработка на отказ разрабатываемых НПД должна быть не менее 25000 часов (с вероятностью 0.9), в соответствии со стандартом [12] или иным соответствующим документом.

Д.3.8 Установленный срок службы НПД с вероятностью 0,9 должен быть не менее 15 лет, при соблюдении эксплуатирующей организацией требований эксплуатационных документов.

Д.4 Требования к анодным заземлителям

Д.4.1 Анодные заземлители входят в состав установок катодной защиты и предназначены для обеспечения стекания защитного (катодного) тока в грунт.

Д.4.2 Выбор типа, конструкции, количества и расположения анодных заземлителей осуществляется на этапе проектирования системы ЭХЗ на основании данных предпроектных изысканий.

Д.4.3 Анодный заземлитель любой конструкции должен состоять из следующих основных элементов:

- электрод (рабочий элемент),
- контактный узел,
- соединительный провод.

Д.4.4 Конструкция электрода анодного заземлителя должна обеспечивать его равномерный износ по всей поверхности в процессе эксплуатации.

Д.4.5 Конструкция заземлителя и схемы соединения электродов между собой и токоподводящим кабелем должны обеспечивать минимальное количество соединений, требующих монтажа и изоляции в полевых условиях.

Д.4.6 Конструкция анодного заземлителя должна предусматривать надежный контакт провода с электродом, не нарушаемый в процессе его транспортирования, монтажа и эксплуатации, и обеспечивать герметичность контактного узла в течение всего их расчетного срока эксплуатации.

Д.4.7 Для глубинных анодных заземлений, состоящих из нескольких последовательно соединенных заземлителей, должно быть предусмотрено резервирование электрического контакта.

Д.4.8 Анодные заземлители, применяемые в грунте, должны изготавливаться в климатическом исполнении О (общеклиматическое исполнение), категории размещения 5 по ГОСТ 15150, с температурой эксплуатации от минус 20 до плюс 35°C.

Д.4.9 Материал электрода должен обеспечивать проектный срок службы анодного заземлителя при соблюдении токовой нагрузки не более регламентированной в технических условиях (в А/м²) на данный вид анодного заземлителя.

Д.4.10 Для стационарных анодных заземлений систем катодной защиты не допускается применение анодных заземлителей из нелегированного чугуна, углеродистой стали и трубных марок стали, а также иных материалов, обладающих максимальным электрохимическим эквивалентом (скоростью растворения) более 2 кг/А·год.

Д.4.11 Для изготовления электродов из железокремниевого сплава (ферросилида) следует использовать сплав ЧС15 по ГОСТ 7769. Для применения ферросилидовых электродов в средах с высоким содержанием хлоридов и в морской воде, сплав должен быть дополнительно легирован хромом – в количестве до 5 масс.%, в отдельных случаях допускается дополнительное легирование молибденом в количестве от 1 до 3 масс.%.

Д.4.12 На поверхности электродов не должно быть дефектов в виде пор и трещин, а также сколов глубиной более 5 мм.

Д.4.13 Электрохимический эквивалент материала рабочего элемента электродов анодных заземлителей не должен превышать значений, указанных в таблице Д.1.

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

Таблица Д.1 - Электрохимический эквивалент материала рабочего элемента электродов
анодных заземлителей

Материал	Электрохимический эквивалент, г/А·год, не более
Графит	1500
Графитонаполненный полимер	600
Ферросилид	500
Свинцовосеребряный сплав	100
Магнетит	50
Окислы металлов и металлизированные покрытия на металлической подложке	0,01

Д.4.14 Анодные заземлители должны иметь надежный герметичный контактный узел электрода с соединительным проводом, смонтированный и изолированный в заводских условиях, соответствующий следующим требованиям:

— контактный узел должен иметь электрическую прочность, выдерживающую испытание на пробой напряжением 5 кВ на 1 мм толщины изоляции, но не более 20 кВ при толщине покрытия более 3 мм;

— переходное сопротивление контактного узла должно быть не более 0,05 Ом;

— соединение провода с электродом должно выдерживать статическую механическую нагрузку не менее 500 Н.

Д.4.15 Кабель анодного заземлителя должен соответствовать требованиям ГОСТ 16442, ГОСТ 15150 по климатическим условиям эксплуатации, а также следующим требованиям:

- однопроволочный многопроводный кабель с полиэтиленовой или полипропиленовой изоляцией и оболочкой;
- сечение токоподводящей жилы должно быть не менее 6 мм²;
- наличие трещин, вмятин и пузырей на поверхности оболочки не допускается;
- изоляция и оболочка токопроводящей жилы должны быть химически стойкими к воздействию продуктов реакции анодного растворения (в том числе газообразного хлора и его соединений) и условиям эксплуатации (грунтовые воды, морская вода, рассолы, растворы кислот и щелочей).

Д.4.16 Пожаробезопасность анодных заземлителей должна соответствовать ГОСТ 12.1.004 и обеспечиваться применением соединительных кабелей, не распространяющих горение.

Д.4.17 Срок службы анодного заземления (включая линию постоянного тока и контактные узлы) для строящихся, реконструируемых и эксплуатируемых трубопроводов – не менее 15 лет с момента ввода в эксплуатацию.

Д.4.18 В цепях анодных заземлений не допускается применение проводов и кабелей с изоляцией и/или оболочкой из поливинилхлорида (ПВХ).

Д.5. Требования к протекторам

Д.5.1 Протекторы для применения на подземных сооружениях должны соответствовать требованиям настоящего раздела. Протекторы для внутренних поверхностей емкостей, цистерн и отдельных металлических сооружений в составе магистральных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях воздействия морской воды, должны соответствовать требованиям ГОСТ 26251.

Д.5.2 Выбор материала протекторного сплава осуществляется в зависимости от условий эксплуатации защищаемого сооружения (таблица Д.2).

Таблица Д.2 - Выбор материала протектора в зависимости от условий эксплуатации

Основа протектора	Условия эксплуатации
Магний	В грунте, береговые и обводненные участки
	В воде с солесодержанием не более 0,2 %
Алюминий*	В воде с солесодержанием более 0,5 %
	Морские донные отложения
Цинк**	Морские донные отложения, обводненные участки
	В воде при солесодержании не более 0.5 %, в том числе при наличии сероводорода
*При температуре более 80 ⁰ С, а также в присутствии сероводорода применение алюминиевых протекторных сплавов не рекомендуется.	
** При температуре более 50 ⁰ С, применение цинковых протекторных сплавов не рекомендуется.	

Д.5.3 Протекторы любого типа при отключении от защищаемого сооружения не должны пассивироваться и при повторном подключении должны восстанавливать рабочий потенциал в составе системы ЭХЗ.

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)

Д.5.4 Рабочая поверхность протекторов должна быть чистой, без посторонних включений. Не допускается присутствие лаков, красок и защитных покрытий. На нерабочей поверхности протектора должно быть нанесено диэлектрическое покрытие толщиной не менее 100 мкм.

Д.5.5 Трещины и сколы, видимые невооруженным глазом на протекторах из цинковых и магниевых сплавов, не допускаются.

Д.5.6 Для протекторов из алюминиевых сплавов не допускаются видимые трещины на участках протектора, не полностью поддерживаемых арматурным каркасом. Не допускаются продольные трещины шириной более 0.5 мм и длиной более 20% длины протектора, поперечные трещины шириной более 0.5 мм и длиной более 50% внутреннего диаметра протектора, глубиной более 50% толщины протекторного материала, покрывающего арматурный каркас.

Д.5.7 Внутренние дефекты и газоусадочные пустоты в материале протектора, определенные требованиями потребителя, контролируют разрушающими методами на выборке из партии, размер которой устанавливается потребителем.

Д.5.8 Протекторы должны иметь арматурный каркас, выполненный из спокойной малоуглеродистой стали, в соответствии с требованиями 2.3 ГОСТ 26251, за исключением протекторов неотключаемых с балластным сопротивлением по ГОСТ 26251, не требующих каркаса.

Д.5.9 Предельные отклонения массы протекторов от номинальной должны составлять -0/+6 %.

Д.5.10 Требования к электрохимическим свойствам протекторных сплавов приведены в таблице Д.3. Соответствие электрохимических свойств протекторных сплавов (фактическая токоотдача и рабочий потенциал) требованиям таблицы Д.3 должно быть подтверждено лабораторными испытаниями.

Д.5.11 Сопротивление узла «арматура - протекторный материал» должно быть не более 0,1 Ом.

Таблица Д.3 – Электрохимические свойства протекторных сплавов

Основа протектора	Рабочий электродный потенциал, минус В, не более		Фактическая токоотдача, А·час/кг, не менее
	м.с.э.	х.с.э.	
Магний	1,570	1,450	1430
Алюминий	1,170	1,050	2500
Цинк	1,150	1,030	780

Д.5.12 Чистота исходных компонентов протекторных сплавов должна быть не ниже (в масс. %):

- чистота магния для изготовления магниевых сплавов – 99,95 (ГОСТ 804);
- чистота алюминия для изготовления алюминиевых сплавов – 99,85 (ГОСТ 11069);
- чистота цинка для изготовления цинковых сплавов – 99,975 (ГОСТ 3640).

Остальные исходные компоненты для производства протекторных сплавов выбирают чистотой не менее, чем указано в ГОСТ 26251. Для улучшения электрохимических свойств, в состав протекторных сплавов допускается вводить дополнительные легирующие компоненты.

Д.6 Требования к контрольно-измерительным и контрольно-диагностическим пунктам

Д.6.1 Контрольно-измерительные (КИП) и контрольно-диагностические пункты (КДП) должны отвечать следующим требованиям:

- иметь клеммную панель с маркировкой клемм и проводов;
- быть окрашены в цвет, распознаваемый на трассе трубопровода;
- иметь маркировку и привязку к трассе трубопровода (с точностью ± 10 м);
- конструкция пункта должна исключать доступ посторонних лиц к клеммной панели.

Д.6.2 На клеммы контрольно-измерительного пункта подключают катодные выводы от трубопровода, электрод (-ы) сравнения и вспомогательный (-ые) электроды, дренажные кабели от катодных преобразователей, установок дренажной и протекторной защиты, КИП может использоваться для подключения отдельных из перечисленных элементов системы ЭХЗ, количество которых определяется проектом.

Д.6.3 Контрольно-измерительные пункты могут использоваться для коммутации кабелей анодных заземлителей и катодного преобразователя, устройств отведения

ГОСТ 25812-
(проект RUS,
окончательная редакция)
переменного тока из трубопровода.

Д.6.4 На клеммы контрольно-диагностического пункта, дополнительно к перечисленным в п.6.2, подключают кабели устройств контроля скорости коррозии, кабели для измерения величины и направления тока в трубопроводе, элементы системы коррозионного мониторинга, в том числе блоки накопления и дистанционной передачи информации, элементы распределения защитного тока для смежных сооружений.

Д.6.5 Срок службы КИП и КДП должен быть не менее 15 лет.

Д.6.6 Степень защиты оболочки КИП от воздействия окружающей среды и соприкосновения с токоведущими частями должна быть не ниже IP23 по ГОСТ 14254.

Д.6.7 КИП и КДП должны изготавливаться должны изготавливаться в исполнении У1 или УХЛ1 для эксплуатации климатических условиях согласно ГОСТ 15150.

Д.6.8 Стойка КИП и КДП должна обеспечивать свое функциональное назначение при воздействии всех климатических факторов, соответствующим условиям эксплуатации.

Д.6.9 Стойка КИП и КДП должна быть изготовлена из материалов, не поддерживающих горение.

Д.6.10 Контактные зажимы клеммной панели должны быть изготовлены из латуни, меди или нержавеющей стали, допускается использование защитных покрытий поверхностей зажимов по ГОСТ 9.303.

Д.6.11 Сопротивление изоляции электрических цепей, измеренное между контактными зажимами, и контактными зажимами относительно внутренних металлических конструкций КИП и КДП в нормальных климатических условиях, должно быть не менее 20 МОм.

Д.7 Электроды сравнения

Д.7.1 Контроль защитных потенциалов подземного сооружения должен осуществляться относительно электрода сравнения, обладающим стабильным, электрохимически обратимым потенциалом, характеризующимся однозначной, стабильной и воспроизводимой электродной реакцией (собственным потенциалом).

Д.7.2 Наиболее распространенным для грунтовых условий является медносульфатный электрод сравнения, собственный потенциал которого должен находиться в диапазоне 110 ± 30 мВ относительно стандартного хлорсеребряного электрода сравнения по ГОСТ 17792.

Д.7.3 Для стационарных медносульфатных электродов длительного действия различных конструкций, производитель в технических условиях должен указывать собственный потенциал с диапазоном, не превышающим ± 10 мВ.

Д.7.4 Изменение собственного потенциала электрода сравнения во времени должно соответствовать требованиям, определенным в корпоративных стандартах (стандартах предприятия), и подтверждаться испытаниями в электролите, моделирующем эксплуатационные условия.

Д.7.5 Допускается использовать другие типы электродов сравнения, соответствующие требованиям отраслевых нормативно-технических документов.

Д.8. Защитно-пороговое устройство

Д.8.1 Защитно-пороговое устройство (ЗПУ) – элемент системы электрохимической защиты, применяющийся для снижения утечек катодного тока защищаемого объекта и обеспечивающий отвод импульсных токов и токов короткого замыкания в систему заземления электрооборудования.

Д.8.2 Ток утечки через ЗПУ при разности потенциалов «сооружение - защитное заземление», находящемся в диапазоне от плюс 1,0 до минус 3,5 В включительно, не должен превышать 60 мА при нормальных условиях согласно ГОСТ 15150.

Д.8.3 ЗПУ должно обеспечивать длительное пропускание не менее 40А постоянного тока по цепи «сооружение - защитное заземление» при выходе за рамки диапазона заданной разности потенциалов без изменения своих электрических характеристик и недопустимого перегрева корпуса и внутренних элементов.

Д.8.4 ЗПУ должно обеспечивать длительное протекание по цепи «сооружение - защитное заземление» не менее 40А переменного тока 50 Гц без изменения своих электрических характеристик и недопустимого перегрева корпуса и внутренних элементов.

Д. 8.5 Полное сопротивление устройства при частоте тока 50 Гц не должно превышать 0,02 Ом.

Д.8.6 ЗПУ должно выдерживать максимальное значение протекающего через него в течение 0,6 сек тока короткого замыкания частотой 50 Гц не менее 7000 А.

Д.8.7 Устройство должно обеспечивать пропускание импульсного тока с формой волны 10/350 мкс не менее чем 100 кА.

ГОСТ 25812-
(проект *RUS*,
***окончательная редакция*)**

Д.8.8 При необходимости по условиям размещения, конструкция ЗПУ должна предусматривать взрывозащищённое исполнение в соответствии с требованиями не ниже 1 Ех е II Тб и маркировку устройства в соответствии с ГОСТ 30852.0

Библиография

- [1] Стандарт международной организации по стандартизации ИСО 8044:2015 (ISO 8044:2015) Коррозия металлов и сплавов. Общие термины и определения (Corrosion of metals and alloys. Basic terms and definitions)
- [2] Стандарт международной организации по стандартизации ИСО 15589-1:2003 (ISO 15589-1:2003) Промышленность нефтяная и газовая. Катодная защита систем транспортирования по трубопроводам. Часть 1: Наземные трубопроводы. (Petroleum and natural gas industries -- Cathodic protection of pipeline transportation systems -- Part 1: On-land pipelines)
- [3] Стандарт международной организации по стандартизации ИСО 12944-2:2017 (ISO 12944- 2:2017) Краски и лаки. Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем. Часть 2. Классификация окружающих сред. Paints and varnishes (Corrosion protection of steel structures by protective paint systems - Part 2: Classification of environments)
- [4] Стандарт международной организации по стандартизации ИСО 2409:2013 (ISO 2409: 2013) Краски и лаки. Испытание методом решетчатого надреза. (Paints and varnishes - Cross-cut test)

- [5] Стандарт международной организации по стандартизации ИСО 16276-2:2007 (ISO 16276-2:2007) Стальные конструкции. Защита от коррозии лакокрасочными покрытиями. Оценивание прилипаемости / отлипаемости (прочность отделения) покрытия и критерий приемки. Часть 2. Испытание на поперечный разрез и X-образный разрез
(Corrosion protection of steel structures by protective paint systems - Assessment of, and acceptance criteria for, the adhesion/ cohesion (fracture strength) of a coating - Part 2: Cross-cut testing and Xcut testing)
- [6] Стандарт международной организации по стандартизации ИСО 12944- 5:2018 (ISO 12944- 5:2018) Краски и лаки. Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем. Часть 5. Защитные лакокрасочные системы
(Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 2: Protective paints systems)
- [7] Стандарт международной организации по стандартизации ИСО 4892-2:2013 ISO 4892-2:2013 Пластмассы. Методы экспонирования под лабораторными источниками света. Часть 2. Лампы с ксеноновой дугой

- ГОСТ 25812 -
(проект *RUS*,
окончательная редакция)
- (Plastics -- Methods of exposure to laboratory light sources -- Part 2: Xenon-arc lamps)
- [8] Стандарт международной организации по стандартизации
DIN EN 10290:2004
- Трубы стальные и фитинги для береговых и прибрежных трубопроводов. Наружные полиуретановые и полиуретановые модифицированные покрытия, нанесенные в жидком состоянии. Steel tubes and fittings for onshore and offshore pipelines - External liquid applied polyurethane and polyurethane-modified coatings
- [9] Стандарт американского общества по испытанию материалов
ASTM D5162-08
- Стандартная практика для определения дефектов неэлектропроводного защитного покрытия на металлической подложке. (Standard Practice for Discontinuity (Holiday) Testing of Nonconductive Protective Coating on Metallic Substrates)
- [10] ГОСТ Р 9.316 – 2006
- Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия термодиффузионные цинковые

ГОСТ 25812-
(проект *RUS*,
окончательная редакция)
[11] ГОСТ Р 51992-2011

Устройства защиты от импульсных перенапряжений низковольтные. Часть 1. Устройства защиты от импульсных перенапряжений в низковольтных силовых распределительных системах. Технические требования и методы испытаний

[12] ГОСТ Р 27.403-2009

Надежность в технике. Планы испытаний для контроля вероятности безотказной работы

УДК _____.____.____:____.____

МКС 75.200 77.060

Г ____

MOD

Ключевые слова: трубопроводы стальные магистральные, общие требования, защита от коррозии, защитное покрытие, электрохимическая защита

Заместитель Генерального
директора по науке,
канд. техн. наук

С.В. Нефедов

Руководитель разработки,
директор центра ТСПЗоК,
канд. техн. наук

Д.Н. Запевалов

Исполнители:

Начальник лаборатории,
канд. техн. наук

Н.Н. Глазов

Начальник лаборатории,
канд. хим. наук

Р.К. Вагапов

Заместитель начальника
лаборатории,
канд. техн. наук

Е.В. Петрусенко

Специалист 1 категории

А.В. Ганелина