

СТАНДАРТ
САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ НЕКОММЕРЧЕСКОГО ПАРТНЕРСТВА
«МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ДОРОЖНИКОВ «СОЮЗДОРСТРОЙ»

СТО 017 НОСТРОЙ 2.18.116-2014

Инженерные сети наружные
Защита строительных конструкций, трубопроводов
и оборудования

ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ
СЕТЕЙ

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Технические требования,
правила и контроль
выполнения работ

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Москва 2014

ВЫПИСКА из ПРОТОКОЛА № 1
Очередного (годового) общего собрания членов Саморегулируемой
организации Некоммерческого партнерства «Межрегиональное
объединение дорожников «СОЮЗДОРСТРОЙ»

г. Москва

«20» февраля 2014 года

ПОВЕСТКА ДНЯ

Очередного (годового) общего собрания членов Саморегулируемой
организации Некоммерческого партнерства «Межрегиональное
объединение дорожников «СОЮЗДОРСТРОЙ»

2. Принятие новых документов Партнерства - стандартов саморегулируемой организации Некоммерческое партнерство «Межрегиональное объединение дорожников «СОЮЗДОРСТРОЙ»:

I. 16 СТО, разработанные Партнерством для НОСТРОЙ,

II. 46 СТО НОСТРОЙ.

По второму вопросу Повестки дня, а именно Принятие новых документов Партнерства - стандартов саморегулируемой организации Некоммерческое партнерство «Межрегиональное объединение дорожников «СОЮЗДОРСТРОЙ».

СЛУШАЛИ Хвоинского Анатолия Владимировича: В 2013 году Партнерство разработало для НОСТРОЙ 16 СТО в области строительства автомобильных дорог, мостовых сооружений и аэродромов. Эти СТО были рассмотрены Комитетом по техническому регулированию при Совете Партнерства (протокол № 7 от 12.09.2013 г.), Советом СРО НП «МОД «СОЮЗДОРСТРОЙ» (протокол № 42 от 19.12.2013 г.) и рекомендованы к утверждению на Общем Собрании.

Кроме того, на это Собрание для принятия в качестве стандартов Партнерства, выносятся 46 СТО НОСТРОЙ. Эти стандарты НОСТРОЙ рассмотрены Комитетом по техническому регулированию при Совете Партнерства СРО НП «МОД «СОЮЗДОРСТРОЙ» и рекомендованы Совету Партнерства (протоколы № 5 от 11.12.2012 г., № 8 от 16.12.2013 г.). Советом Партнерства стандарты НОСТРОЙ (протоколы №26 от 17.09.2012 г., № 42 от 19.12.2013 г.) были рассмотрены и рекомендованы для принятия их в качестве стандартов СРО НП «МОД «СОЮЗДОРСТРОЙ» на Общем собрании членов Партнерства.

Предлагаю: утвердить в качестве СТО СРО НП «МОД «СОЮЗДОРСТРОЙ» вышеуказанные стандарты.

Голосовали:

За – 239 голосов, против – нет, воздержался – нет.

Решение принято.

НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ СТРОИТЕЛЕЙ

Стандарт организации

**Инженерные сети наружные
Защита строительных конструкций, трубопроводов
и оборудования**

**РУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ
СЕТЕЙ**

**ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ
Технические требования,
правила и контроль
выполнения работ**

СТО НОСТРОЙ 2.18.116-2013

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Москва 2014

НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ СТРОИТЕЛЕЙ

Стандарт организации

**Инженерные сети наружные
Защита строительных конструкций, трубопроводов и оборудования**

ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

**Технические требования,
правила и контроль выполнения работ**

СТО НОСТРОЙ 2.18.116-2013

**Общество с ограниченной ответственностью
«Трансэнергострой»**

**Общество с ограниченной ответственностью
«Издательство БСТ»**

Москва 2014

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН	Обществом с ограниченной ответственностью «Трансэнергострой»
2 ПРЕДСТАВЛЕН НА УТВЕРЖДЕНИЕ	Комитетом по системам инженерно-технического обеспечения зданий и сооружений, протокол от 15 августа 2013 г. № 20
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Решением Совета Национального объединения строителей, протокол от 19 сентября 2013 г. №46
4 ВВЕДЕН	ВПЕРВЫЕ

© Национальное объединение строителей, 2013

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных Национальным объединением строителей

Содержание

	Стр.
Введение.....	IV
1 Область применения.....	
2 Нормативные ссылки.....	
3 Термины и определения.....	
4 Обозначения и сокращения	
5 Общие положения.....	
6 Требования к противокоррозионным изоляционным покрытиям.....	
6.1 Допустимые конструкции изоляционных покрытий трубопроводов тепловых сетей.....	
6.2 Требования к основным физико-химическим свойствам противокоррозионных изоляционных покрытий.....	
6.3 Правила выбора противокоррозионного покрытия в зависимости от условий эксплуатации трубопровода.....	
6.4 Требования к нанесению, контролю качества и ремонту противокоррозионных покрытий.....	
7 Требования к электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей.....	
7.1 Критерии защищенности трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии.....	
7.2 Требования к средствам контроля коррозионного состояния трубопровода и эффективности средств электрохимической защиты.....	
7.3 Требования к протекторной защите.....	
7.4 Требования к станциям катодной и дренажной защиты, применяемые на трубопроводах сетей.....	

СТО НОСТРОЙ 2.18.116-2013

7.5	Требования к анодным заземлителям установок катодной защиты.....	
7.6	Определение параметров системы электрохимической защиты вновь сооружаемых и реконструируемых трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок.....	
7.7	Определение параметров системы электрохимической защиты действующих трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок.....	
8	Правила проведения строительного-монтажных, пусконаладочных и ремонтных работ.....	
8.1	Организация производства строительного-монтажных работ по электрохимической защите.....	
8.2	Монтаж установок электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей.....	
8.3	Пусконаладочные работы по электрохимической защите.....	
8.4	Ремонт систем электрохимической защиты.....	
9	Техника безопасного выполнения работ.....	
	Приложение А	
	Приложение Б (рекомендуемое)	
	Приложение В (рекомендуемое)	
	Приложение Г (рекомендуемое)	
	Приложение Д (рекомендуемое)	
	Приложение Е (рекомендуемое)	
	Приложение Ж (рекомендуемое)	
	Приложение И (рекомендуемое)	
	Приложение К (рекомендуемое)	
	Приложение Л (рекомендуемое)	
	Приложение М (рекомендуемое)	

Приложение Н (рекомендуемое)

Приложение П (рекомендуемое)

Приложение Р (рекомендуемое)

Приложение С (рекомендуемое)

Приложение Т (рекомендуемое)

Библиография.....

Введение

Настоящий стандарт разработан в рамках Программы стандартизации Национального объединения строителей и направлен на реализацию положений Градостроительного кодекса Российской Федерации, Федерального закона от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и Федерального закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Целью разработки стандарта является обеспечение безопасности и эффективности видов работ, влияющих на безопасность объектов капитального строительства, указанных в «Перечне видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства», согласно Приказу № 624 Минрегионразвития РФ от 30 декабря 2009 г (виды работ 18.1, 18.2).

Настоящий стандарт разработан в развитие СП 124.13330.2011 (СНиП 41-02-2003 Тепловые сети), ГОСТ 9.602–2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

Авторский коллектив: канд. хим. наук *Вьюницкий И.В.*, докт. техн. наук *Притула В.В.*, *Фомин А.В.*, *Комаров М.А.*, *Тюрин С.В.*, *Артемяева С.А.*, *Кривцов К.В.*, *Стерелюхина Д.З.* (ООО «Трансэнергострой»), *Мальцева Л.П.* (СРО НП «МСК»).

СТАНДАРТ НАЦИОНАЛЬНОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ СТРОИТЕЛЕЙ

Инженерные сети наружные
Защита строительных конструкций, трубопроводов и
оборудования

ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.
ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ
Технические требования,
правила и контроль выполнения работ

Protection of building structures, pipelines and equipment

Outdoor supply lines.
Heat network pipelines. Corrosion protection. General requirements.
Technical requirements, control and procedure of work arrangement.

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на стальные трубопроводы (далее – трубопроводы) тепловых сетей, транспортирующие горячую воду с температурой до 200°C и давлением до 2,5 МПа включительно.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает технические требования по защите от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей, а также правила производства и контроля выполнения строительного-монтажных и пусконаладочных работ при устройстве электрохимической защиты.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на трубопроводы тепловых сетей, выполненные из полимерных материалов.

1.4 Настоящий стандарт не рассматривает вопросы защиты трубопроводов тепловых сетей от внутренней коррозии.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и своды правил:

ГОСТ 9.008–82 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Термины и определения.

ГОСТ 9.402–2004 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию.

ГОСТ 9.602–2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Защита от коррозии.

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

ГОСТ 12.2.007.0–75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.3.005–75 Система стандартов безопасности труда. Работы окрасочные. 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 12.4.103–83 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация.

ГОСТ 2601–84 Сварка металлов. Термины и определения основных понятий.

ГОСТ 2768–84 Ацетон технический. Технические условия

ГОСТ 4765–73 Материалы лакокрасочные. Метод определения прочности при ударе.

ГОСТ 5272–68 Коррозия металлов. Термины.

ГОСТ 6433.2–71 Материалы электроизоляционные твердые. Методы определения электрического сопротивления при постоянном напряжении

ГОСТ 6456–82 Шкурка шлифовальная бумажная. Технические условия.

ГОСТ 6709–72 Вода дистиллированная. Технические условия.

ГОСТ 6806–73 Материалы лакокрасочные. Метод определения эластичности пленки при изгибе.

ГОСТ 14254–96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 15140–78 Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии.

ГОСТ 15150–69 Исполнение для различных климатических районов.

ГОСТ 15467–79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения.

ГОСТ 21513–76 Материалы лакокрасочные. Методы определения водо- и влагопоглощения лакокрасочной пленкой.

ГОСТ 28246–2006 Материалы лакокрасочные. Термины и определения.

ГОСТ 28601.2–90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Шкафы и стоечные конструкции. Основные размеры.

ГОСТ 28601.3–90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Каркасы блочные и частичные подвижные. Основные размеры.

ГОСТ Р 12.4.026–2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

ГОСТ Р 27.002–2009 Надежность в технике. Термины и определения.

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

ГОСТ Р 51317.4.4–2007 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51317.4.5–99 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51522–99 Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51694–2000 Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия.

СП 48.13330.2011 «СНиП 12-01-2004 Организация строительства».

СНиП III-4-80 Правила производства и приемки работ. Техника безопасности в строительстве.

СНиП 41-02-2003 Тепловые сети.

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и сводов правил в информационной системе общего пользования – на официальных сайтах национального органа Российской Федерации по стандартизации и НОСТРОЙ в сети интернет или по ежегодно издаваемым информационным указателям, опубликованным по состоянию на 1 января текущего года. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться новым (измененным) документом. 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 в соответствии с Градостроительным кодексом [1], ГОСТ 9.602, ГОСТ 27.002, ГОСТ 15467, ГОСТ 28246, ГОСТ 9.008, ГОСТ 2601, ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 5272, ИСО 8044 [2] ПБ 10-573-03 [3], РД 153-34.0-20.518-2003 [4], РД 34.20.325 [5], РД 153-39.4-091-01 [6], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 защитный потенциал: катодный потенциал, обеспечивающий торможение коррозионного процесса.

3.2 стационарный потенциал трубопровода: Разность потенциалов между трубопроводом и неполяризуемым электродом сравнения при отсутствии блуждающих токов и поляризации от внешних источников тока.

3.3 остаточная скорость наружной коррозии: Потеря металла (уменьшение толщины стенки трубы) за определенный период времени при существующем уровне защитных потенциалов.

3.4 пусконаладочные работы: Комплекс мероприятий и работ, выполняемых в период подготовки и проведения индивидуальных испытаний и в период комплексного опробования оборудования, технических систем и сооружений.

3.5 электрод сравнения: электрохимическая система, предназначенная для измерения электродных потенциалов.

3.6 электрохимическая защита: Защита металла от коррозии в электролитической среде, осуществляемая установлением на нем защитного потенциала или устранением анодного смещения потенциала от стационарного потенциала.

4 Обозначения и сокращения

АЗ – анодный заземлитель (анодное заземление);

БПИ – блок пластин-индикаторов;

ВЧШГ – высокопрочный чугун с шаровидным графитом;

ВЭ – вспомогательный электрод;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

МЭС – медно-сульфатный электрод сравнения;

ОДК – оперативный дистанционный контроль;

ОЭТС – организация, эксплуатирующая тепловые сети;

ПМ – протектор магниевый;

ППР – проект производства работ;

СКЗ – станция катодной защиты;

ТУ – технические условия;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

УЭСГ – удельное электрическое сопротивление грунта

5 Общие положения

5.1 При всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы тепловых сетей подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

5.2 Защита от коррозии трубопроводов тепловых сетей не требуется в следующих случаях:

- трубопроводы тепловых сетей, изготовленные из труб из ВЧШГ;

- трубопроводы тепловых сетей в пенополимерминеральной теплоизоляции или трубопроводы тепловых сетей в пенополиуретановой теплоизоляции, оборудованные трубой-оболочкой из полиэтилена высокой плотности с системой оперативного дистанционного контроля;

- трубопроводы тепловых сетей с другими видами теплоизоляции высокой заводской готовности, не уступающих указанным выше конструкциям по эксплуатационным свойствам.

5.3 Защита трубопроводов тепловых сетей от коррозии осуществляется следующими методами:

- нанесение противокоррозионных изоляционных покрытий различных типов (раздел 6 настоящего стандарта);
- создание систем электрохимической защиты (далее – ЭХЗ).

5.4 Выбор метода или сочетания методов защиты трубопроводов тепловых сетей от коррозии осуществляется в зависимости от:

- способа прокладки тепловых сетей (подземная канальная, подземная бесканальная, надземная);
- максимальной температуры теплоносителя;
- вида теплоизоляции;
- условий эксплуатации трубопровода;
- текущего срока эксплуатации и наличия коррозионных повреждений (для действующих тепловых сетей).

5.5 Допускается применять лакокрасочные, силикатноэмалевые, металлизационные, алюмокерамические и другие противокоррозионные покрытия, соответствующие требованиям настоящего стандарта (см. п.6).

5.6 При наличии хотя бы одного из признаков опасности наружной коррозии подземных трубопроводов тепловых сетей, согласно приложению А настоящего стандарта, помимо противокоррозионных покрытий должна применяться электрохимическая защита с помощью установок катодной, электродренажной защиты (поляризованных или усиленных электродренажей), протекторов или дополнительных мер управления электрическими свойствами защищаемого объекта.

5.7 При электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей от коррозии блуждающими токами могут применяться следующие конструктивные решения:

- удаление трассы тепловых сетей от рельсовых путей электрифицированного транспорта и уменьшение числа пересечений с ними;

- увеличение переходного сопротивления трубопроводов путем применения электроизолирующих неподвижных и подвижных опор труб;

- увеличение продольной электропроводности трубопроводов путем установки электроперемычек на сальниковых компенсаторах и на фланцевой арматуре;

- распределение потенциалов между параллельными трубопроводами путем установки поперечных токопроводящих перемычек;

Примечание – При установке электроизолирующих фланцев необходимо принять меры, исключая вредное влияние электрохимической защиты на трубопроводы и сторонние объекты в соответствии с ГОСТ 9.602–2005.

5.8 Защиту трубопроводов тепловых сетей поляризованными или усиленными дренажами применяют при наличии опасного воздействия блуждающих постоянных токов на участках сближения или пересечения защищаемых трубопроводов (бесканальной прокладки) с рельсовой сетью электрифицированных на постоянном токе железных дорог или трамвая.

5.9 Катодную защиту трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки с помощью СКЗ применяют при опасности почвенной коррозии и коррозии блуждающими постоянными

токами и переменными токами, если включением электродренажей не обеспечивается защита трубопроводов.

5.10 Катодную защиту с помощью СКЗ трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки применяют при уровне затопления канала, достигающем нижней образующей трубопроводов, а также при опасном воздействии в указанных условиях блуждающих постоянных токов и переменных токов.

5.11 Протекторная защита применяется на участках трубопроводов канальной прокладки длиной до 50-60 м при установке протекторов непосредственно в каналах, а также на участках трубопроводов, проложенных в футлярах, с установкой протекторов на поверхности трубопроводов или теплоизоляционной конструкции.

5.12 Стальные футляры трубопроводов под автомобильными дорогами, железнодорожными и трамвайными путями при бестраншейной прокладке (прокол, продавливание) должны быть защищены с использованием средств протекторной защиты. При прокладке открытым способом – защитными антикоррозионными покрытиями и протекторными установками (при прокладке футляров в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью и при опасном влиянии блуждающих токов).

5.13 Катодная поляризация трубопроводов должна осуществляться так, чтобы исключить вредное влияние ее на соседние подземные металлические сооружения. Вредным влиянием катодной поляризации защищаемого сооружения на соседние металлические сооружения считается:

- уменьшение по абсолютной величине минимального или увеличение по абсолютной величине максимального защитного

потенциала на соседних металлических сооружениях, имеющих катодную поляризацию;

- появление опасности электрохимической коррозии на соседних подземных металлических сооружениях, ранее не требовавших защиты от нее;

- смещение в любую сторону величины стационарного потенциала на кабелях связи, не имеющих катодной поляризации.

В случаях, когда при осуществлении катодной поляризации трубопроводов тепловых сетей возникает вредное влияние на соседние металлические сооружения, необходимо применить меры по устранению вредного влияния или осуществить совместную защиту этих сооружений.

5.14 Система совместной электрохимической защиты включает установки катодной и/или дренажной защиты, электрические переключки, регулировочные резисторы и вентили, согласованная работа которых обеспечивает исключение вредного влияния на соседние сооружения.

5.15 Участки трубопроводов при надземной прокладке должны быть электрически изолированы от опор. Общее сопротивление этой изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре в соответствии с ГОСТ Р 51164.

5.16 Для защиты от наружной коррозии стальных элементов трубопроводов тепловых сетей (например, прямолинейный участок, колено, тройник, конусный переход, фланец и др.), а также опорных строительных конструкций под трубопроводы, должны применяться защитные противокоррозионные покрытия.

5.17 Все конструктивные решения по защите от коррозии и средства электрохимической принимают в эксплуатацию до начала штатной эксплуатации трубопровода.

6 Требования к противокоррозионным изоляционным покрытиям

6.1 Допустимые конструкции изоляционных покрытий трубопроводов тепловых сетей

6.1.1 Стальные трубопроводы тепловых сетей и их элементы должны быть защищены от наружной коррозии с помощью защитных антикоррозионных покрытий, наносимых на наружную поверхность труб, за исключением случаев, отмеченных в разделе 5.2 настоящего стандарта.

Защитное антикоррозионное покрытие должно обладать достаточными защитными противокоррозионными свойствами в течение всего расчетного срока службы трубопровода.

6.1.2 В зависимости от способа прокладки тепловых сетей, вида теплоносителя и его максимальной температуры, технологий нанесения покрытий рекомендуется применять защитные противокоррозионные покрытия, приведенные в Приложении Б настоящего стандарта.

6.1.3 Допускается применение изоляционных покрытий, не приведенных в настоящем стандарте при условии их соответствия предъявляемым требованиям к основным физико-химическим

свойствам изоляционных покрытий трубопроводов тепловых сетей (см. раздел 6.2. настоящего стандарта).

6.1.4 Соответствие изоляционных покрытий предъявляемым требованиям подтверждается результатами предварительных комплексных стендовых испытаний, проводимых в соответствии с приложением В настоящего стандарта.

6.2 Требования к основным физико-химическим свойствам противокоррозионных изоляционных покрытий

6.2.1 Противокоррозионные покрытия, предназначенные для стендовых испытаний, должны отвечать следующим требованиям:

термостойкость: 1875 ч при температуре 145-150. °С;

термовлагостойкость: 50 циклов "увлажнение-сушка" (один цикл включает одно полное увлажнение тепловой изоляции, нанесенной на трубу с покрытием, с последующей сушкой при температуре 75-80 °С в течение пяти суток);

стойкость в агрессивных средах: сохранение покрытием защитных свойств (отсутствие разрушений покрытия и коррозии металла образцов), под воздействием кислого раствора рН = 2,5 в течение 3000 ч и щелочного раствора рН = 10,5 в течение 3000 ч (для металлизационных алюминиевых покрытий при рН = 4,5 и рН = 9,5);

стойкость к воздействию приложенных электрических потенциалов: анодных плюс 0,5 В и плюс 1,0 В по 1500 ч при каждом значении и катодных минус 0,5 В и минус 1,0 В по 1500 ч при каждом значении.

6.2.2 Пригодность покрытия для защиты от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей должна оцениваться после полного цикла стендовых испытаний по следующим основным показателям:

удельное объемное электрическое сопротивление по ГОСТ 6433.2 не ниже $\rho_v \geq 1 \cdot 10^8$ Ом·см (кроме электропроводных металлизационных и лакокрасочных покрытий, включающие металлические наполнители).

сплошность (кроме электропроводных металлизационных и лакокрасочных покрытий, включающие металлические наполнители) – 100%;

прочность при ударе по ГОСТ 4765 – для покрытий лакокрасочных и металлизационных – не ниже 30 кгс·см, для силикатноэмалевых покрытий – не ниже 7 кгс·см;

адгезия по ГОСТ 15140 – с оценкой "удовлетворительная";

эластичность при изгибе по ГОСТ 6806 – отсутствие излома на оправке диаметром не более 100 мм (на силикатноэмалевые покрытия не распространяется);

водопоглощение по ГОСТ 21513 – не более 0,6% после 120 ч нахождения в воде (на силикатноэмалевые покрытия не распространяется).

6.3 Правила выбора противокоррозионного покрытия в зависимости от условий эксплуатации трубопровода

Целесообразность применения противокоррозионных покрытий различных видов в зависимости от назначения трубопровода и видов проводимых работ показана в таблице 1.

Таблица 1

Виды работ, проводимых на тепловых сетях	Назначение тепловых сетей и вид рекомендуемых покрытий		
	Магистральные тепловые сети	Сети центрального отопления	Сети горячего водоснабжения
Антикоррозионная защита вновь сооружаемых тепловых сетей	Лакокрасочные Силикатноэмалевые Металлизационное Алюмокерамическое	Лакокрасочные	Лакокрасочные Силикатноэмалевые
Антикоррозионная защита при реконструкции тепловых сетей	Лакокрасочные Силикатноэмалевые Металлизационное Алюмокерамическое	Лакокрасочные	Лакокрасочные Силикатноэмалевые
Антикоррозионная защита при текущем ремонте и ликвидации повреждений тепловых сетей	Лакокрасочные	Лакокрасочные	Лакокрасочные

6.4 Требования к нанесению, контролю качества и ремонту противокоррозионных покрытий

6.4.1 Нанесение защитных покрытий должно осуществляться строго в соответствии с технической документацией, представляемой поставщиком (изготовителем). При нанесении защитных покрытий должна быть обеспечена необходимая степень очистки поверхности трубопроводов (в соответствии с техническими условиями или инструкцией по нанесению данного покрытия) по ГОСТ 9.402.

6.4.2 Для обеспечения заданных свойств защитных противокоррозионных покрытий, наносимых в заводских или

базовых условиях должен производиться контроль основных показателей их качества, подтверждаемый актом приемки (Приложение Г). Все обнаруженные дефекты должны быть устранены в соответствии с требованиями инструкции по ремонту (восстановлению) покрытия.

6.4.3 Толщина покрытия измеряется магнитными или ультразвуковыми толщиномерами с классом точности не ниже 10 в соответствии с ГОСТ Р 51694.

6.4.4 Контроль сплошности покрытия должен производиться на каждой трубе и на элементах трубопровода по всей поверхности с использованием электроискрового или электроконтактного метода.

6.4.5 Определение удельного объемного электрического сопротивления покрытия производится методом мокрого контакта с применением электрода-бандажа, смоченного раствором электролита, на двух трубах от партии.

6.4.6 Определение ударной прочности покрытия производится с применением прибора УТ-1 или его аналога на двух трубах от партии.

6.4.7 Определение адгезии покрытия производится в трех точках, отстоящих друг от друга на расстоянии не менее 0,5м.

6.4.8 При неудовлетворительных результатах приемочных испытаний хотя бы по одному показателю, производится повторное испытание по этому показателю на удвоенном количестве труб или элементов трубопроводов. При неудовлетворительных результатах повторных испытаний производится контроль каждой трубы, отбракованные трубы и детали отправляются на повторное нанесение покрытия.

6.4.9 Качество защитного противокоррозионного покрытия на

строящемся трубопроводе дополнительно должно визуально контролироваться после гидравлического испытания трубопровода на прочность и плотность и нанесения защитного покрытия на сварные стыковые соединения.

6.4.10 Качество защитных антикоррозионных покрытий, наносимых в полевых условиях механизированным или ручным способами, проверяется в процессе нанесения покрытий, как на линейную часть трубопровода, так и на сварные соединения, включая качество подготовки поверхности и послойного формирования покрытия с составлением актов скрытых работ и с занесением результатов контроля качества в журнал производства антикоррозионных работ, Приложение Г. Методы проверки качества защитного покрытия и устранения обнаруженных дефектов приведены в таблице 2.

6.4.11 При приемке в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, смонтированных из труб с защитным покрытием, должно быть проверено наличие и комплектность следующей документации на защитное покрытие и на производство антикоррозионных работ:

- сертификаты или паспорта на применяемые материалы;
- обоснование возможности применения данного защитного покрытия для трубопроводов тепловых сетей (ссылки на СНиП, РД или Заключение специализированной организации о возможности применения данного защитного покрытия);
- акт приемочных испытаний защитного покрытия,
- подтверждение подрядчика о возможности выполнять работы по антикоррозионной защите трубопроводов тепловых сетей (лицензия, протокол обучения персонала);
- проект производства работ;

- технологические инструкции по нанесению покрытия, включая инструкции по защите сварных стыковых соединений, ремонту (восстановлению) мест повреждения покрытия;

- журнал производства антикоррозионных работ, Приложение Г.

6.4.12 Ремонт выявленных в процессе эксплуатации дефектов противокоррозионных покрытий выполняется в соответствии с технологической инструкцией поставщика (изготовителя) по ремонту (восстановлению) мест повреждения покрытия с учетом требований настоящего стандарта.

Таблица 2

Вид покрытия	Показатели качества	Методы проверки	Допустимые отклонения	Возможные методы устранения обнаруженных дефектов
Лакокрасочные	Внешний вид	Визуальный осмотр	Не допускаются подтеки, пузырьки, посторонние включения, механические повреждения в виде отслоений, трещин, вздутий	Удаление покрытий с дефектных участков механическим способом, подготовка поверхности к повторному окрашиванию, окрашивание
	Толщина	Магнитными толщиномерами или ультразвуковыми толщиномерами с классом точности не ниже 10 по ГОСТ Р 51694	Допускается отклонение по толщине на локальных участках в пределах $\pm 20\%$	На участки с недостаточной толщиной покрытия наносится дополнительный слой лакокрасочного материала. На участках с превышением толщины покрытия необходимо удалить покрытие, подготовить поверхность и нанести покрытие требуемой толщины
	Сплошность	Электроискровой метод.	-	При наличии дефектов любого вида производится их устранение путем окрашивания поверхностей

Вид покрытия	Показатели качества	Методы проверки	Допустимые отклонения	Возможные методы устранения обнаруженных дефектов
	Адгезия	По ГОСТ 15140	В соответствии с требованиями инструкции по нанесению покрытия	Удаление покрытий с дефектных участков механическим способом, подготовка поверхности к повторному окрашиванию, окрашивание
Металлизационные алюминиевые алюмокерамические	Внешний вид	Визуальный осмотр	Покрытие должно быть сплошным, однородного цвета, без включений крупных частиц металла, без трещин, отслоений (вздутий), следов местной коррозии. Допускаются отдельные включения частиц размером до 0,5 мм (не более одного на 50см ²).	Ликвидация дефектов производится с применением органосиликатных и кремнийорганических лакокрасочных материалов в соответствии с технологической инструкцией по изоляции стыковых соединений и ремонту (восстановлению) покрытия
Металлизационные алюминиевые алюмокерамические	Толщина	Толщиномеры с классом точности не ниже 10.	Допускается отклонение от заданной толщины покрытий в пределах $\pm 20\%$	При отклонении толщины покрытия от допустимых значений данная труба подлежит возврату на завод-изготовитель
Силикатноэмалевые	Внешний вид	Визуальный осмотр	Покрытие должно быть сплошным, не иметь пузырей, сквозных пор и других дефектов, обнажающих первый слой эмали или металл	Ликвидация дефектов производится с применением органосиликатных и кремнийорганических лакокрасочных материалов в соответствии с технологической инструкцией по изоляции стыковых соединений и ремонту (восстановлению) покрытия
	Толщина	Толщиномеры с классом точности не ниже 10.	Допускается отклонение от заданной толщины покрытий в пределах $\pm 20\%$	При отклонении толщины покрытия от допустимых значений данная труба подлежит возврату на завод-изготовитель

Вид покрытия	Показатели качества	Методы проверки	Допустимые отклонения	Возможные методы устранения обнаруженных дефектов
	Сплошность	Электроискровой метод	Согласно требованиям ТУ	При несоответствии требованиям ТУ данная труба подлежит возврату на завод-изготовитель. В отдельных случаях по согласованию с заводом-изготовителем возможно восстановление сплошности покрытия с применением лакокрасочных материалов

7 Требования к электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей

К средствам электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей относятся:

- установки катодной защиты;
- установки дренажной защиты;
- установки протекторной защиты;
- блоки совместной защиты;
- блоки регулируемого сопротивления;
- узлы подключения кабеля к трубопроводу;
- соединительные кабельные линии и перемычки совместной защиты;
- контрольно-измерительные пункты;
- медно-сульфатные электроды сравнения;
- изолирующие фланцы.

7.1 Критерии защищенности трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии

7.1.1 Катодную поляризацию трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки, а также канальной прокладки при расположении анодного заземления за пределами канала проводят таким образом, чтобы суммарный потенциал трубопровода был в пределах от минус 1,1 до минус 2,5 В по медно-сульфатному электроду сравнения. При отсутствии антикоррозионного покрытия на наружной поверхности трубопроводов суммарный потенциал трубопровода может быть в пределах от минус 1,1 до минус 3,5 В по медно-сульфатному электроду сравнения.

7.1.2 При катодной защите тепловых сетей канальной прокладки в случае расположения анодных заземлений в канале потенциал трубопровода,

СТО НОСТРОЙ 2.18.116-2013

измеренный относительно установленного у поверхности трубы вспомогательного стального электрода, поддерживают на 0,3 - 0,8 В отрицательнее потенциала трубы относительно этого электрода, измеренного при отсутствии катодной поляризации трубы.

7.1.3 Защиту сооружений от опасного влияния постоянных блуждающих токов осуществляют так, чтобы обеспечивалось отсутствие на сооружении анодных и знакопеременных зон. Допускается суммарная продолжительность положительных смещений потенциала относительно стационарного потенциала не более 4 мин в сутки. При отсутствии данных о стационарном потенциале его значение для стали принимают равным минус 0,7 В.

7.1.4 Определение анодных и знакопеременных зон производится на трубопроводе при помощи автономных регистраторов потенциалов. Измерения проводятся в течение 24 часов относительно медносульфатного электрода сравнения с частотой измерения не более 1 минуты, причем положительный канал регистратора подключается к обследуемому трубопроводу, а отрицательный к медносульфатному электроду сравнения.

7.2 Требования к средствам контроля коррозионного состояния трубопровода и эффективности средств ЭХЗ

7.2.1 Для качественной оценки опасности коррозии, а при наличии средств ЭХЗ для примерной оценки эффективности ее действия, рекомендуется предусматривать установку индикаторов скорости коррозии типа БПИ-1 или БПИ-2 (Приложение Д):

- типа БПИ-1 - на трубопроводах канальной прокладки с ЭХЗ в пунктах установки вспомогательных электродов (ВЭ), а также в тепловых камерах независимо от наличия или отсутствия средств ЭХЗ (в обоих случаях при наличии доступа к БПИ-1);

- типа БПИ-2 - независимо от наличия или отсутствия ЭХЗ - на участках прокладки трубопроводов в футлярах (кроме трубопроводов в ППУ-изоляции с действующей системой ОДК) на поверхности трубопровода внутри футляра на расстоянии 0,2/0,3 м от места входа или выхода из футляра.

7.2.2 Стационарные контрольно-измерительные пункты (КИПы) должны быть установлены с интервалом не более 200 м для теплопроводов бесканальной прокладки и не более 50 м для теплопроводов канальной прокладки.

КИПы также должны быть установлены:

- в пунктах подключения кабеля к трубопроводам от станций катодной защиты (СКЗ);
- в концах заданных зон защиты;
- в местах максимального сближения с анодным заземлителем, устанавливаемым за пределами канала;
- в местах пересечения трубопроводов с рельсами электрифицированного транспорта;
- в местах пересечения трубопроводов со смежными подземными сооружениями, не включенными в систему совместной защиты.

7.2.3 Классификация и описание КИП приведены в таблице 3.

Таблица 3

Тип КИП	Описание	Необходимое количество клемм	
		Измерительных	Силовых
Потенциальный	Контрольно-измерительный пункт потенциалов «труба-земля»	3...7	0
Потенциальный с возможностью замера силы тока	Контрольно-измерительный пункт потенциалов «труба-земля» и силы тока в трубопроводе	6...10	0

Тип КИП	Описание	Необходимое количество клемм	
		Измерительных	Силовых
Потенциальный на стальном футляре	Контрольно-измерительный пункт на трубопроводе размещенном в защитном стальном футляре трубопроводов под автомобильными дорогами, железнодорожными и трамвайными путями	3...13	3...5
Потенциальный на пересечении трубопроводов	Контрольно-измерительный пункт на пересечении трубопроводов	6	2
Потенциальный на пересечении трубопровода и кабеля связи	Контрольно-измерительный пункт на пересечении трубопровода и кабеля связи	4	4
Потенциальный на протекторе	Контрольно-измерительный пункт, совмещенный с установкой протекторной защиты	3...8	2
Потенциальный на БПИ	Контрольно-измерительный пункт, совмещенный с БПИ	4...6	0
Потенциальный дренажный	Контрольно-измерительный пункт в точке дренажа устройства ЭХЗ	3	2

7.2.4 Конструкция КИП должна обеспечивать возможность размещения на контрольном щитке блока дистанционной информации.

7.2.5 Контактные зажимы КИП должны быть изготовлены из латуни или нержавеющей стали и промаркированы в соответствии со схемой электрических соединений.

7.2.6 Сопротивление изоляции электрических цепей, измеренное между контактными зажимами КИП в нормальных климатических условиях должно быть не менее 20МОм.

7.2.7 Степень защиты оболочки КИП от воздействия окружающей среды и соприкосновения с токоведущими частями должна быть не ниже IP34 по ГОСТ 14254.

7.2.8 Срок службы КИП должен быть не менее 10 лет.

7.3 Требования к протекторной защите

7.3.1 Система протекторной защиты включает установки протекторной защиты, состоящие из одиночного сосредоточенного или протяженного протекторов или их группы, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов и, при необходимости, регулирующих резисторов, шунтов и/или поляризованных элементов.

7.3.2 Протекторы должны изготавливаться из сплавов на основе магния, обладающих стабильным во время эксплуатации электродным потенциалом более отрицательным, чем потенциал защищаемого трубопровода.

Электродный потенциал протектора не должен облагораживаться во время эксплуатации более чем на 100 мВ.

При отключении от трубопровода протектор не должен самопассивироваться и при подключении должен восстанавливать прежнюю силу защитного тока.

7.3.3 Для использования на трубопроводах тепловых сетей в системах протекторной защиты допускаются магниевые сплавы с характеристиками не менее указанных в таблице 4.

Таблица 4

Наименование характеристики	Величина	Единица измерения
Стационарный потенциал по МЭС	-1,6	В
Теоретическая токоотдача	2330	А
Коэффициент полезного действия	0,7	-
Гарантийный срок эксплуатации	3	год
Гарантийный срок хранения	1	год

7.3.4 Для протекторной защиты трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки рекомендуется применять протекторы из магниевых

сплавов, располагаемые в каналах, тепловых камерах или непосредственно на поверхности трубопроводов или теплоизоляционных конструкций.

7.4.5 При прокладке теплопроводов в каналах следует применять протекторы стержневого типа, устанавливаемые на поверхности трубопроводов при их прокладке, или на поверхности теплоизоляционной конструкции действующих тепловых сетей. Рекомендуемые схемы размещения магниевых протекторов стержневого типа в сечении трубопровода на его поверхности с защитным диэлектрическим покрытием, без покрытия, а также при расположении протекторов на поверхности теплоизоляционной конструкции, приведены в Приложении Е к настоящему стандарту.

7.4.6 Схема осуществления протекторной защиты трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки длиной до 50-60 м, подвергающихся периодическому или постоянному затоплению приведена в Приложении Ж к настоящему стандарту.

7.2.7 Срок службы протектора вычисляют по формуле:

$$T = \frac{Mq\eta_{\Pi}\eta_{И}}{8760I_{\Pi}}$$

где M – масса протектора, кг;

q – теоретическая токоотдача материала протектора, А·ч/кг;

$\eta_{И}$ – коэффициент использования материала протектора ($\eta_{И} = 0,90$);

η_{Π} – коэффициент полезного действия протектора;

I_{Π} – средняя сила тока в цепи протектор-труба за планируемый период времени, А.

Методика расчета силы тока (I_{Π}) в цепи протектор-трубопровод приведена в Приложении З настоящего стандарта.

7.3.7 Протекторные установки в тепловых сетях канальной прокладки должны быть подключены к защищаемому трубопроводу через контрольно-измерительные пункты.

7.4 Требования к станциям катодной и дренажной защиты, применяемым на трубопроводах тепловых сетей

7.4.1 Все средства электрохимической защиты должны иметь установленный ресурс не менее 50000 ч с вероятностью 0,9.

7.4.2 Катодные станции, поляризованные автоматические и неавтоматические, а также усиленные дренажи должны иметь плавное или ступенчатое регулирование выходных параметров по напряжению или току от 10 до 100 % номинальных значений. Диапазон задания потенциала должен включать в себя интервал $-0,5 \dots -3,5$ В.

7.4.3 Пульсация тока на выходе катодных станций допускается не более 3 % на всех режимах.

7.4.4 Средства катодной и электродренажной защиты должны обеспечивать безопасность обслуживания по классу защиты 01 ГОСТ 12.2.007.0.

7.4.5 Уровень шума, создаваемый средствами катодной и электродренажной защиты, на всех частотах не должен превышать 60 дБ.

7.4.6 Катодные станции, автоматические поляризованные и усиленные дренажи должны иметь легко заменяемую защиту от атмосферных перенапряжений на сторонах питания и нагрузки; напряжение срабатывания защиты должно быть менее обратного напряжения применяемых вентилях, но не менее 250 В.

7.4.7 Конструкция и схема катодных станций и дренажей должны обеспечивать возможность непрерывной работы без профилактического обслуживания и ремонта не менее 6 мес.

7.4.8 Автоматические устройства катодной и дренажной защиты должны обеспечивать стабильность тока или потенциала с погрешностью, не превышающей 2,5 % заданного значения.

7.4.9 Катодные станции и дренажи должны соответствовать ГОСТ 15150 в части:

- климатического исполнения У категории размещения I для работы при температурах от 228 К (минус 45 °С) до 318 К (45 °С) в атмосфере типа П и при относительной влажности до 98 % при температуре 298 К (25 °С);

- климатического исполнения ХЛ категории размещения I для работы при температурах от 213 К (минус 60°С) до 313 К (40 °С) в атмосфере типа П и при относительной влажности до 98 % при температуре 298 К (25 °С).

7.4.10 Катодные станции и дренажи должны иметь степень защиты от воздействия окружающей среды и от соприкосновения с токоведущими частями не ниже IP34 ГОСТ 14254 (для автоматических поляризованных дренажей допускается степень защиты не менее IP23 при условии обеспечения степени защиты IP34 для блоков управления), допускать транспортирование по условию 8 и хранение по условиям 5, для южных районов - по условиям 6 ГОСТ 15150 и соответствовать требованиям безопасности ГОСТ 12.2.007.0 и "Правилам устройства электроустановок".

7.4.11 Коэффициент полезного действия устройств катодной и дренажной защиты должен быть не менее 75 %.

7.4.12 Коэффициент мощности станции катодной защиты должен быть не менее 0,8.

7.4.13 Станция катодной защиты после отключения напряжения питающей сети и последующего повторного включения должны

обеспечивать восстановление заданного до отключения режима работы. При обрыве цепи измерения (электрода сравнения) автоматическая станция катодной защиты должна переходить в режим стабилизации заданного выходного тока.

7.4.14 Соединительные кабели в установках катодной и дренажной защиты должны иметь полимерную шланговую изоляцию токоведущих жил без металлической оболочки с пластмассовым шланговым покровом.

7.4.15 Максимальная температура обмоток трансформатора и дросселя не должна превышать 393 К (120 °С) при температуре эксплуатации.

7.4.16 Входное сопротивление регулирующих устройств на выходах подключения электродов сравнения автоматических катодных станций и дренажей должно быть не менее 10 МОм.

7.4.17 Устойчивость к импульсным помехам должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.4.4 и ГОСТ 51317.4.5.

7.4.18 Уровень радиопомех, создаваемый преобразователями при работе, не должен превышать квазипиковых значений, установленных ГОСТ Р 51522 для оборудования класса А.

7.4.19 Установки катодной защиты должна быть подключены к сети электроснабжения при помощи коммутационного аппарата с обеспечением видимого разрыва (рубильник, штепсельный разъем и автоматический выключатель).

7.4.20 Дополнительные требования к конструкции модульных станций катодной защиты:

- конструкция модульной СКЗ должна соответствовать требованиям ГОСТ 28601.2 и обеспечивать возможность эксплуатации без демонтажа остальных элементов конструкции;

- модули СКЗ должны соответствовать требованиям ГОСТ 28601.3. Конструкция шкафа должна обеспечивать размещение не менее 3 силовых

модулей. В случае неисправности одного из силовых модулей устройство должно сохранять работоспособность;

- модули должны иметь воздушное охлаждение (естественное или принудительное). Температура нагрева наружной поверхности шкафа должна быть не более плюс 70°C;

- конструкция шкафа модульной СКЗ должна обеспечивать одностороннее обслуживание. Наружные двери шкафа должны запираются на встроенный замок. Двери в полностью открытом положении должны фиксироваться для исключения самопроизвольного закрытия;

- конструкция шкафа модульной СКЗ должна исключать проникновение внутрь грызунов и пресмыкающихся.

7.4.21 На внешней стороне корпуса СКЗ должен быть нанесен знак опасного электрического напряжения по ГОСТ Р 12.4.026.

7.4.22 Все вновь разработанные средства электрохимической защиты, не применявшиеся до этого для защиты от коррозии трубопроводов тепловых сетей должны быть подвергнуты эксплуатационным испытаниям (в течение не менее одного года) на соответствие требованиям настоящего стандарта независимой экспертной комиссией в тех почвенно-климатических условиях, для которых предназначены данные средства, по программам, согласованным с потребителем.

7.5 Требования к анодным заземлителям установок катодной защиты

7.5.1 Сосредоточенные АЗ применяются для ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок (при расположении АЗ за пределами канала). В качестве электродов точечных АЗ применяются железокремнистые, углеграфитовые, стальные, оксидно железо-титановые

электроды, а также электроды из токопроводящих эластомеров, помещенные в большинстве случаев в коксовую засыпку.

7.5.2 Сосредоточенные АЗ при ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки следует размещать на максимально возможном удалении от защищаемых трубопроводов и в грунтах с минимальным удельным электросопротивлением ниже уровня их промерзания. При ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки сосредоточенные АЗ, располагаемые за пределами канала, устанавливают в зонах затопления или заиливания каналов на расстоянии 20-30 м.

7.5.3 Протяженные анодные заземления кабельного типа из токопроводящих эластомеров, а также распределенные электроды стержневого (штыревого) типа из ферросилидов применяются для ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок. В случае трубопроводов канальной прокладки АЗ размещается непосредственно в канале и длина АЗ должна совпадать с длиной защищаемого объекта. Общие требования к протяженным анодным заземлениям из токопроводящих эластомеров и распределенным анодным заземлениям из ферросилидов приведены в Приложении И к настоящему стандарту.

7.5.4 Срок службы анодного заземления (включая линию постоянного тока и контактные узлы) независимо от условий эксплуатации для строящихся и реконструируемых трубопроводов - не менее 15 лет, а для эксплуатируемых - не менее 10 лет.

7.5.5 Контактный узел электродов анодного заземления и токоотводящий провод должны иметь изоляцию с сопротивлением не менее 100 МОм, выдерживающую испытание на пробой напряжением не менее 5 кВ на 1 мм толщины изоляции.

7.5.6 Сопротивление растеканию анодного заземления должно быть не более 4 Ом.

7.6 Определение параметров системы ЭХЗ вновь сооружаемых и реконструируемых трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок

7.6.1 Для вновь сооружаемых и реконструируемых магистральных тепловых сетей канальной прокладки решение о необходимости ЭХЗ принимается на основании опыта эксплуатации тепловых сетей до капитального ремонта и прогнозирования возможности их сезонного или постоянного затопления или заноса грунтом на определенных участках.

7.6.2 Параметры системы ЭХЗ определяются расчетным путем. При проведении расчетов должны быть определены количество, параметры и места расположения СКЗ, электродренажных установок и анодных заземлителей.

7.6.3 Расчет ЭХЗ может производиться по ведомственным методикам, основанным на статистическом материале (например, о защитных плотностях тока на единицу поверхности трубопровода), собранном эксплуатационными и проектными организациями.

7.6.4 Расчет ЭХЗ при защите одиночного трубопровода бесканальной прокладки приведен в Приложении К.

7.6.5 Расчет ЭХЗ при совместной защите сооружений различного назначения может производиться в соответствии с рекомендациями, изложенными в Приложении Л.

7.6.6 Электрохимическая защита наружной поверхности трубопроводов тепловых сетей на участках их прокладки в каналах с помощью протекторов стержневого типа описана в Приложении Е.

7.6.7 В целях ограничения натекания блуждающих токов на трубопроводы тепловых сетей на вводах их в трамвайные и железнодорожные депо, тяговые подстанции, ремонтные базы и т.п. на трубопроводах тепловых сетей следует предусматривать установку электроизолирующих фланцевых соединений, либо бесфланцевых электроизолирующих вставок.

7.6.8 При наличии сооружений, проложенных вблизи трассы трубопровода целесообразно предварительное определение действия блуждающих токов путем замеров потенциала на существующем объекте с шагом не менее 200 м.

7.7 Определение параметров системы ЭХЗ действующих трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок

7.7.1 Решение о необходимости ЭХЗ действующих подземных тепловых сетей должно приниматься ОЭТС на основании результатов их обследования, выявивших опасность наружной коррозии по критериям, указанным в Приложении А настоящего стандарта.

7.7.2 При наличии на поверхности тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки покровного слоя в виде металлического кожуха, фольги, пленок на основе синтетических и природных полимеров эффективность ЭХЗ может быть не обеспечена. С целью обеспечения эффективности ЭХЗ рекомендуется перфорация покровного слоя: при ЭХЗ с помощью преобразователей катодной защиты и усиленных электродренажей – одно отверстие диаметром 10-12 мм на 4 дм² покровного слоя; при ЭХЗ с помощью протекторов - одно отверстие диаметром 10-12 мм на 1 дм² покровного слоя (в обоих случаях до уровня затопления трубопровода).

7.7.3 Определение параметров ЭХЗ действующих трубопроводов тепловых производится на основе результатов опытного включения установок катодной и электродренажной защиты. Для проведения опытного опробования установок катодной защиты необходимо получить предварительное согласование всех заинтересованных организаций на устройство временного АЗ.

7.7.4 На основе результатов опытного включения определяют тип ЭХЗ (электродренажная, катодная) и основные ее параметры, пункты присоединения дренажных кабелей к трубопроводам тепловых сетей и источникам блуждающих токов или места установки анодных заземлителей: зону действия защиты; характер влияния защиты на смежные сооружения; необходимость и возможность осуществления совместной защиты.

7.7.5 Объем измерений, выполняемых при опытном включении, определяется в программе, составленной перед началом работ, в которой указывается: режим работы защиты при опытном включении, пункты измерения на трубопроводах и смежных сооружениях и продолжительность измерений в каждом пункте.

7.7.6 При проведении испытаний ЭХЗ должны быть приняты меры по исключению вредного влияния на смежные сооружения. Вредное влияние опытной ЭХЗ на смежные сооружения может быть устранено следующими способами:

- уменьшение тока защиты опытной ЭХЗ;
- регулировка режима работы ЭХЗ на смежных сооружениях;
- включение смежных сооружений в систему совместной защиты.

7.7.7 При защите от блуждающих токов с помощью электродренажей пункт подключения кабеля к трубопроводам выбирается на участке, где средние значения положительных потенциалов по отношению к земле максимальны.

Кроме того, пункт подключения дренажного кабеля к трубопроводу выбирается с учетом наименьшего расстояния от пункта присоединения к источнику блуждающих токов (рельсам, дроссель-трансформаторам, отсасывающим пунктам) и возможности доступа к трубопроводу без его вскрытия (в тепловых камерах, смотровых колодцах и т.п.).

При возможности выбора нескольких мест присоединения предпочтение отдается участкам сетей с возможно большими диаметрами при прочих равных условиях.

7.7.8 Дренажный кабель присоединяется к рельсам трамвая или к отсасывающим пунктам. Не допускается непосредственное присоединение установок дренажной защиты к отрицательным шинам тяговых подстанций трамвая, а также к сборке отрицательных линий этих подстанций. Не допускается присоединять усиленный дренаж в анодных зонах рельсовой сети, а также к рельсам путей депо.

7.7.9 Подключение усиленного дренажа к рельсовым путям электрифицированных железных дорог не должно приводить в часы интенсивного движения поездов к тому, чтобы в отсасывающем пункте появлялись устойчивые положительные потенциалы.

7.7.10 Поляризованные и усиленные дренажи, подключаемые к рельсовым путям электрифицированных железных дорог с автоблокировкой, не должны нарушать нормальную работу рельсовых цепей системы централизованной блокировки во всех режимах.

7.7.11 Среднечасовой ток всех установок дренажной защиты, подключенных к рельсовому пути или сборке отрицательных питающих линий тяговой подстанции магистральных участков электрифицированных дорог постоянного тока, не должен превышать 25 % общей нагрузки данной тяговой подстанции.

7.7.12 При влиянии на тепловые сети нескольких источников блуждающих токов (электрифицированная железная дорога, трамвай, метрополитен и др.) необходимо выявить источник преимущественного влияния, на который следует осуществлять дренирование блуждающих токов.

7.7.13 При опытном включении в качестве дренажного кабеля могут быть использованы шланговые кабели сечением 16-120 мм². При присоединении дренажного кабеля к трубопроводам и элементам отсасывающей сети электротранспорта для исключения искрообразования должен быть обеспечен надежный электрический контакт.

Подключение к рельсам трамвая и железных дорог может выполняться при помощи специальной струбцины, обжимающей подошву рельса или болтовых соединений. При сварных стыках используются отверстия, имеющиеся в шейках рельсов. Подключение дренажного кабеля к отсасывающему пункту, сборке отсасывающих кабелей и средней точке путевого дросселя выполняется с использованием существующего болтового соединения с применением дополнительной гайки.

7.7.14 На опытное включение дренажной установки должно быть получено разрешение организации, в чьем ведении находится данный вид транспорта. Представитель ведомства при опытном включении присоединяет дренажный кабель к сооружениям источников блуждающих токов.

7.7.15 Продолжительность работы опытной дренажной защиты зависит от местных условий и может составлять от нескольких десятков минут до нескольких часов. При этом, как правило, должен быть охвачен период максимальных нагрузок электротранспорта.

7.7.16 Измерение силы тока дренажа, потенциалов на защищаемых трубопроводах тепловой сети, смежных подземных сооружениях и рельсах

электротранспорта производится в соответствии с намеченными программой режимами работ защиты.

7.7.17 Если в результате измерений установлено, что зона эффективного действия поляризованной дренажной установки не распространяется на весь район выявленной опасности, пункт дренирования перемещают или одновременно включают несколько дренажных установок в различных пунктах.

При недостаточной эффективности принятых мер производят опытное включение усиленных дренажных установок или комплекс дренажных установок с катодной станцией.

В последнем случае опытное включение катодной станции производят после окончательного выбора параметров дренажных установок.

7.7.18 При опытном включении катодной защиты для установки АЗ, как правило, выбирают участки, на которых впоследствии предполагается разместить и стационарные заземления.

7.7.19 Временный АЗ представляет собой ряд металлических электродов, помещенных вертикально в грунт на расстоянии 2-3 м друг от друга в один или два ряда. В качестве электродов применяются винтовые (шнековые) электроды или некондиционные трубы диаметром 25-50 мм и длиной 1,5-2 м, которые забиваются в землю на глубину 1-1,5 м.

7.7.20 При ЭХЗ тепловых сетей бесканальной прокладки АЗ следует относить от трубопроводов тепловой сети на максимально возможное в городских условиях расстояние. В отдельных случаях, при отсутствии достаточной площади для размещения АЗ, применяются распределенные заземлители, состоящие из двух и более групп электродов, расположенных на отдельных участках или протяженные анодные заземления, размещаемые на расстоянии от 0,5 м от защищаемого сооружения. Группы электродов

соединяются кабелем между собой либо индивидуально подключаются к катодной станции.

Для повышения эффективности действия катодной защиты целесообразно выбирать участки, на которых между защищаемыми тепловыми сетями и АЗ отсутствуют прокладки других подземных металлических сооружений.

По возможности АЗ следует размещать на участках с минимальным удельным электрическим сопротивлением грунта (газоны, скверы, пойменные участки рек, прудов и т.п.).

7.7.21 При ЭХЗ тепловых сетей канальной прокладки АЗ, располагаемые за пределами канала, следует располагать в зонах затопления (заноса грунтом) или заиливания канала на расстоянии 20-30 м. Группы электродов соединяются между собой или индивидуально подключаются к установке катодной защиты.

7.7.22 Электрические измерения по определению эффективности действия катодной защиты и характера ее влияния на смежные подземные сооружения аналогичны измерениям при опытном включении электродренажей.

7.7.23 Как правило, при опытном включении ЭХЗ определяется основной ее параметр – среднее значение силы тока в цепи электрозащиты.

Остальные параметры защиты либо рассчитываются, либо выбираются с учетом технико-экономических показателей различных вариантов соотношения параметров.

Расчет сопротивления кабелей проектируемых установок дренажной защиты приведен в Приложении М.

7.7.24 Совместная защита от коррозии действующих подземных металлических сооружений может осуществляться:

- подсоединением отдельных электрических дренажей различных сооружений на общую дренажную сборку, соединенную с отсасывающими пунктами рельсового электротранспорта;

- подсоединением ряда различных сооружений непосредственно к общим защитным установкам.

7.7.25 Для включения в систему совместной защиты трубопроводов тепловых сетей с целью улучшения их электрической проводимости следует применять шунтирующие перемычки на задвижках и компенсаторах. Включение в систему совместной защиты с помощью перемычек трубопроводов тепловых сетей и силовых кабелей не допускается.

7.7.26 Если при опытном включении средств ЭХЗ устанавливается, что на сооружении, включенном в совместную защиту, анодная зона снимается не полностью или возникающий защитный потенциал по абсолютному значению меньше необходимого проводят следующие мероприятия по оптимизации системы совместной защиты:

- уменьшают сопротивление перемычек;
- увеличивают отрицательный потенциал на основном подземном сооружении, с которым осуществляется совместная защита, путем регулирования защитных устройств на этом сооружении;
- устанавливают дополнительные перемычки в местах наиболее положительных защитных потенциалов;
- устанавливают дополнительные средства ЭХЗ.

7.7.27 Катодную поляризацию тепловых сетей канальной прокладки диаметром от 300 мм и более при затоплении или заносе каналов грунтом рекомендуется осуществлять с использованием АЗ, располагаемых непосредственно в каналах (при наличии возможности их установки).

7.7.28 В качестве анодных заземлений, располагаемых внутри канала рекомендуется использовать распределенные электроды стержневого

СТО НОСТРОЙ 2.18.116-2013

(штыревого) типа из токопроводящих эластомеров или ферросилидов, протяженные электроды кабельного типа из токопроводящих эластомеров, а также электроды из стальных труб диаметром 100 -150 мм .

7.7.29 Электроды АЗ стержневого типа при диаметре трубопроводов более 700 мм могут располагаться на дне канала перпендикулярно его оси, а при диаметрах трубопроводов от 300 мм и более – на дне канала вдоль его оси.

Схемы расположения электродов АЗ стержневого и кабельного типов в канале приведены в Приложениях И и Н. Расположение электродов из стальных труб аналогично расположению электродов из токопроводящих эластомеров.

Предлагаемые схемы могут применяться при затоплении или заносе каналов грунтом до осевой линии трубопровода. При более высоком уровне затопления теплового канала необходимо размещать дополнительные анодные заземления в его верхней половине.

7.7.30 Определение параметров ЭХЗ с использованием распределенных анодов стержневого или кабельного типа производится расчетным методом (Приложение Л).

7.7.31 Порядок применения протекторной защиты при организации ЭХЗ действующих трубопроводов тепловых сетей приведен в разделе 7.2 настоящего стандарта.

8 Правила проведения строительного-монтажных, пусконаладочных и ремонтных работ

8.1 Организация производства строительного-монтажных работ по электрохимической защите

8.1.1 Общий порядок организации работ должен соответствовать требованиям СП 48.13330.2011.

8.1.2 До начала строительного-монтажных работ строительная организация получает в соответствующих местных органах власти разрешение на производство работ, после чего вызывает на место производства работ все заинтересованные организации, уточняет с их помощью наличие и местоположение в зоне производства работ подземных сооружений и коммуникаций, согласовывает с ними план производства работ.

От организации, чьи подземные сооружения или коммуникации находятся в непосредственной (до 5 м) близости к местам производства работ, должны быть получены письменные уведомления с привязками этих сооружений или коммуникаций и особыми требованиями к организации производства работ, если они имеются.

Примечание.

1. При ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки с расположением АЗ непосредственно в каналах требования п. 8.1.1 настоящего стандарта могут не учитываться.

2. Местными органами власти может быть установлен и другой порядок организации подготовки к строительным-монтажным работам, в соответствии с которым Подрядчик получает уведомления от непосредственно заинтересованных организаций. В этих случаях необходимость вызова их представителей на место производства работ определяется при получении уведомления.

8.1.3 Перед началом строительного-монтажных работ Подрядчик извещает о дате начала работ Заказчика, проектную организацию,

организацию, осуществляющую технический надзор за строительством, и организацию, на обслуживание которой будет передаваться строящиеся защитные установки. Сроки извещения о начале строительного-монтажных работ определяются указанными организациями.

8.1.4 Строительно-монтажные работы на объектах строительства установок ЭХЗ должны осуществляться по технологиям, предусмотренным проектами производства работ.

8.1.5 На каждом объекте строительства установок ЭХЗ Подрядчиком заводится журнал авторского и технического надзора, в который должны заносить свои замечания и сведения о контроле производства работ те организации, которые осуществляют технический надзор за строительством, авторский надзор и приемку отдельных узлов.

8.1.6 Отступления от проектных решений в процессе строительства допускаются после согласований с проектными организациями, эксплуатационными организациями и Заказчиками, а также с территориальными организациями – держателями геофонда, в случаях, когда отступления связаны с размещением подземных сооружений.

Если отступления затрагивают интересы других организаций, они должны быть предварительно с ними согласованы.

8.1.7 Приварку контактных устройств, электроперемычек и контрольных проводников к действующим трубопроводам осуществляют организации, которые эксплуатируют эти трубопроводы, по договорам с Подрядчиками, если договорами на выполнение строительного-монтажных работ не предусмотрено другое.

Приварку контактных устройств, электроперемычек и контрольных проводников к строящимся трубопроводам осуществляют специализированные строительные организации.

Все работы, связанные с присоединениями дренажных кабелей к соответствующим устройствам сети электрифицированного транспорта, производят в соответствии с предписаниями эксплуатационных организаций (железных дорог и трамвая) и в присутствии представителей этих организаций.

8.1.8 Восстановление теплоизоляционной конструкции на трубопроводах после приварки контактных устройств, электроперемычек или контрольных проводников осуществляет Подрядчик.

8.1.9 Используемые в качестве стационарных медносульфатные электроды сравнения должны быть заполнены незамерзающим электролитом. Перед оборудованием контрольно-измерительных пунктов стационарными медно-сульфатными электродами сравнения необходимо проводить предустановочный контроль последних, в процессе которого строительной организацией проверяется переходное сопротивление "электрод - влагонасыщенный песок", которое должно быть не более 15 кОм. Стационарный электрод сравнения устанавливают в КИПе так, чтобы дно корпуса находилось на уровне нижней образующей подающего трубопровода и на расстоянии 100 мм от его боковой поверхности (в плане) или от стенки канала со стороны подающего трубопровода (при расположении АЗ за пределами канала).

Медносульфатные электроды сравнения после установки (так же, как контрольно-измерительные пункты, электроперемычки, контактные устройства, индикаторы коррозии и др.) необходимо засыпать вручную.

8.1.10 Технологический процесс монтажа контактных устройств, электроперемычек, контрольно-измерительных пунктов и АЗ должен осуществляться под пооперационным контролем представителей организаций, осуществляющих технический надзор за строительством ЭХЗ установок с оформлением соответствующих актов приемки.

8.1.11 Прокладки кабелей, монтаж электрических щитков и подключения к действующим сетям электропитания должны осуществляться в соответствии с требованиями, изложенными в действующих нормативных документах.

Условия присоединения к действующим сетям электропитания должны удовлетворять также техническим требованиям энергоснабжающей организации, полученным на стадии разработки проекта.

8.1.12 Оборудование для установок ЭХЗ должно проходить предустановочный (предмонтажный) контроль на соответствие показателям качества с оформлением соответствующих актов. Предустановочный контроль выполняется Заказчиком или по договору с ним Подрядчиком или эксплуатационной организацией.

8.1.13 Проверка работоспособности и надежности преобразователей различных типов проводится согласно методике испытаний (Приложение П).

8.1.14 После завершения строительно-монтажных работ Подрядчиком составляется "Акт на приемку строительно-монтажных работ" на каждую установку отдельно, который подписывается Заказчиком, Подрядчиком, представителями технического надзора и представителями проектной организации.

8.1.15 Исполнительные чертежи на построенные установки ЭХЗ составляются строительными организациями в процессе производства работ до засыпки кабельных прокладок и всех узлов, заверяются представителями Заказчика и эксплуатационных организаций, которым передаются установки. После проверки соответствия их проекту и на основании промеров и осмотров до засыпки.

8.1.16 После завершения строительно-монтажных работ в полном объеме строительные организации передают Заказчикам документацию для организации выполнения пусконаладочных работ. Состав передаваемой

документации, а также ее рекомендованные формы приведены в Приложении Р.

8.2 Монтаж установок электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей

8.2.1 В объем работ по монтажу установок катодной защиты входят:

- разработка грунта под фундамент катодной станции (преобразователя);
- установка катодной станции на фундамент или металлический каркас;
- прокладка кабеля и подводка питания к катодной станции;
- устройство анодного и защитного заземления;
- подключение катодной станции к защищаемому сооружению;
- изоляция контактных соединений.

8.2.2 Концы кабелей, вводимых в корпуса электрозщитных устройств, помещают в трубы, нижняя часть которых углублена в землю на 400—500 мм.

8.2.3 Прокладка кабельных линий должна быть выполнена в соответствии с требованиями ПУЭ. Сооружение кабельных линий обычно выполняется в следующей последовательности:

- разработка траншеи;
- удаление из траншеи камней и посторонних предметов;
- засыпка дна траншеи слоем мелкого грунта;
- укладка кабеля в траншею;
- маркировка концов кабеля;
- предварительная засыпка кабеля слоем мелкого грунта;
- окончательная засыпка и уплотнение грунта в траншее;
- маркировка трассы кабеля.

8.2.4 Устройства электрозащиты подключают к источникам питания переменного тока (распределительные щитки, трансформаторные пункты, воздушные линии электропередачи низкого напряжения и др.), при согласовании на подключение и выполнение требований организаций-владельцев указанных источников, которым подведомственны источники.

8.2.5 Дренажный кабель подсоединяют сначала к электродренажному (при выключенном рубильнике), а затем к рельсам, путевому дросселю или сборно-минусовой шине тяговой подстанции в соответствии с проектом.

8.2.6 Приварку контактных устройств, электроперемычек и контрольных проводников к трубопроводу следует производить:

- термитной или электродуговой сваркой к поверхности трубопровода – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву менее 539 МПа (55 кгс/мм²);

- только термитной сваркой с применением медного термита к поверхности трубопровода или электродуговой сваркой к продольным или кольцевым швам - для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа (55 кгс/мм²) и более.

8.2.7 Корпуса преобразователей установок ЭХЗ во избежание поражения людей электрическим током должны быть заземлены или занулены.

8.2.8 В объем работ по монтажу установок дренажной защиты входят:

- разработка грунта под фундамент дренажной станции;
- установка дренажной станции на фундамент;
- установка труб для ввода кабелей в дренажную станцию;
- присоединение кабелей к дренажной станции, трубопроводу и рельсу;
- присоединение защитного заземления и кабеля электропитания (для усиленного дренажа);

- изоляция контактных соединений.

8.2.9 Анодные заземления устанавливаются на запроектированной площадке в соответствии с рабочими чертежами, приведенными в проекте и ППР.

8.2.10 Работы по устройству поверхностного анодного заземления из труб выполняют в такой последовательности:

- подготовка шурфов и траншей для установки заземлителей и укладки соединительной полосы;
- установка заземлителей (электроды);
- монтаж отдельных заземлителей в контур и гидроизоляция контактных соединений;
- контроль качества изоляции контактных соединений
- засыпка шурфов и траншей, уплотнение грунта.

8.2.11 Монтаж анодных заземлений из железокремниевых анодов с вертикальным размещением электродов (см. Приложение И) осуществляют по следующей технологии.

Для монтажа анодов бурят скважину глубиной до 10 м и диаметром до 0,25 м. В каждую скважину опускается до пяти железокремнистых анодов. Электрическая изоляция соединений выполняется встык. После установки анодов на проектную отметку скважина заполняется коксовой мелочью или глинистым буровым раствором.

Соединение электрических выводов от вертикальных анодов с основной кабельной магистралью осуществляется с помощью фитингов, которые устанавливаются в предварительно вырытой траншее вдоль группы вертикальных анодов. При рытье траншеи вдоль установленных анодов следует соблюдать особую осторожность, чтобы не повредить изоляцию контактных проводников и токовводов. Рытье траншеи целесообразно

выполнять в 0,3—0,5 м от оси вертикально установленных анодов. Глубина траншеи около 1, ширина 0,3—0,5 м. Работы по сооружению анодного заземления из вертикальных железокремнистых электродов завершаются засыпкой траншеи и установкой контактного устройства в ложном колодце.

8.2.12 Монтаж анодных заземлений из железокремниевых анодов с горизонтальным размещением электродов (Приложение И) осуществляют по следующей технологии.

Для установки анодов роют траншею глубиной 1,0—2,5 м. Глубина траншеи определяется максимальной глубиной промерзания грунта для данной местности. Ширина траншеи на нижней отметке составляет 0,3—0,5 м, а на верхней 0,8—2,5 м в зависимости от угла естественного откоса грунта. Длина траншеи определяется числом устанавливаемых электродов. В случае применения коксовой засыпки ее размещают ровным слоем толщиной 0,1 м по дну траншеи. Этот слой выравнивается и трамбуется. Затем вдоль траншеи укладываются железокремнистые аноды на расстоянии 3—5 м друг от друга, которые сверху засыпаются слоем коксовой мелочи толщиной не менее 0,1 м с последующей трамбовкой. Если аноды устанавливаются без коксовой мелочи, то они засыпаются глинистым грунтом. Электрические подсоединения кабельных выводов от электродов к основной кабельной магистрали осуществляются в специальных фитингах.

8.2.13 По окончании монтажа контура анодного заземления измеряют сопротивление растеканию, которое не должно превышать значения, указанного в проекте.

8.2.14 При монтаже анодных заземлений в канале должен быть исключен прямой электрический контакт между анодным заземлением и защищаемым трубопроводом.

8.2.15 Присоединение протекторов стержневого типа к трубопроводам тепловых сетей выполняется путем приварки токоввода протектора к

поверхности трубопровода или с помощью гаечного соединения, если токоввод имеет резьбу. Токовводы и место их присоединения к трубопроводу должны быть изолированы термостойким антикоррозионным покрытием, обладающим диэлектрическими свойствами. При отсутствии антикоррозионного диэлектрического покрытия на трубопроводах между протектором и поверхностью трубы должен быть оставлен зазор 5-10 мм.

8.2.16 При монтаже протекторных установок в грунте выполняется следующая последовательность работ:

- разработка траншеи или бурение скважин под протекторы;
- прокладка кабеля к защищаемому трубопроводу;
- установка протекторов в соответствии с проектом;
- установка КИП;
- присоединение кабеля и изоляция контактных соединений;
- засыпка траншеи, уплотнение грунта.

8.2.17 Оценка сопротивления изоляции между опорой и трубопроводом (не менее 100 кОм на одной опоре) должна выполняться цифровым мегомметром. Один измерительный щуп мегомметра подключается к опоре, второй к трубопроводу и проводится прямое измерение сопротивления. Перед измерением необходимо убедиться в наличие контакта трубопровода по всей площади опоры.

8.3 Пусконаладочные работы по электрохимической защите

8.3.1 Пуско-наладочные работы проводятся перед приемкой ЭХЗ и включают осмотр и проверку всех доступных элементов ЭХЗ и контроль потенциала трубопровода во всех пунктах измерений, указанных в проекте

ЭХЗ. Наладка установок ЭХЗ выполняется специализированными организациями.

8.3.2 Заказчик передает наладочной организации следующую документацию:

- Проектную документацию с согласованными в ходе строительства изменениями в полном объеме 1 экз.
- Копии исполнительных чертежей на каждую установку 1 экз.
- Акты приемки строительно-монтажных работ на каждую установку 1 экз.
- Акты допуска Ростехнадзора электроустановок в эксплуатацию на каждую установку 1 экз.

8.3.3 В процессе наладочных работ преобразователи установок ЭХЗ должны пройти тщательный технический осмотр, проверку правильности всех внешних подключений и проверку плотности всех контактов. Выявленные в ходе осмотра и проверки недостатки устраняются работниками наладочных организаций, а выявленные неверные внешние подключения исправляются работниками строительно-монтажных организаций.

8.3.4 После проверки преобразователей производится осмотр и проверка всех элементов ЭХЗ. Все выявленные в ходе этой проверки дефекты устраняются строительно-монтажной организацией.

8.3.5 Установки ЭХЗ включаются в работу с токовыми нагрузками, соответствующими проектным параметрам, не менее чем за 72 ч до начала пуско-наладочных работ, при обязательной проверке правильности внешних подключений.

Примечание. Для установок ЭХЗ с АЗ находящимися как в каналах тепловой сети, так и за их пределами, наладочные работы с проверкой токовых нагрузок и измерениями смещения потенциалов трубопроводов

осуществляется только при наличии затопления или заиливания защищаемых участков.

8.3.6 О начале пуско-наладочных работ извещаются владельцы защищаемых сооружений, эксплуатационные организации, которым будут передаваться защитные установки, и владельцы смежных подземных коммуникаций.

8.3.7 На первом этапе наладочных работ производятся измерения потенциалов защищаемых сооружений при проектных режимах работы установок ЭХЗ.

8.3.8 Измерения производятся во всех пунктах измерений, предусмотренных проектом. Это пункты с наиболее высокими положительными и знакопеременными потенциалами, зафиксированными в ходе коррозионных изысканий; пункты в местах на трубопроводах, наиболее приближенных к источникам блуждающих токов, высоковольтным кабелям и линиям электропередач, а также наиболее удаленные и наиболее приближенные к анодным заземлителям.

8.3.9 Измерения должны производиться с использованием технологий, изложенных в Приложении А.

8.3.10 Измерения при наладке дренажных защитных установок должны производиться приборами, обеспечивающими, по возможности, синхронные измерения потенциалов "труба-земля" и "рельс-земля" с длительностью записи не менее 1 ч.

8.3.11 Полученные результаты измерений первого этапа с учетом измерений на смежных коммуникациях анализируются и принимаются решения по корректировке режимов работы установок защиты.

8.3.12 В случае необходимости изменения режимов работы ЭХЗ измерения повторяются во всех пунктах, находящихся в зонах действия защитных установок с измененными режимами работы.

8.3.13 Корректировка режимов работы ЭХЗ может производиться неоднократно до достижения желаемых результатов.

8.3.14 В конечном итоге на защитных установках должны быть установлены минимально возможные защитные токи, при которых на защищаемых сооружениях во всех пунктах измерений достигаются защитные потенциалы, по абсолютной величине не ниже минимально допустимых и не более максимально допустимых.

8.3.15 Окончательно установленные режимы работы защитных установок должны быть согласованы со всеми организациями, имеющими подземные сооружения в зонах действия налаживаемых установок, о чем они дают письменные подтверждения.

8.3.16 В случаях, когда в ходе наладочных работ не удается достигнуть на защищаемых сооружениях требуемых защитных потенциалов во всех пунктах измерений, наладочная организация совместно с проектной и эксплуатационной организациями разрабатывает перечень необходимых дополнительных мероприятий и направляет их Заказчику для принятия соответствующих мер.

8.3.17 До реализации дополнительных мероприятий зона эффективной защиты подземных сооружений остается уменьшенной.

8.3.18 Завершаются наладочные работы оформлением технического отчета по наладке установок ЭХЗ, который должен включать:

- полные сведения о:
 - защищаемых и смежных подземных сооружениях;
 - действующих источниках блуждающих токов;
 - критериях коррозионной опасности;
 - о построенных и ранее действующих (если такие имеются) установках ЭХЗ;
 - установленных на сооружениях электроперемычках;

- действующих и вновь построенных КИП;
- электроизолирующих соединениях;
- полную информацию о выполненных работах и ее результатах;
- таблицу с окончательно установленными параметрами работы установок ЭХЗ;
- справки (заключения) владельцев смежных сооружений;
- таблицу потенциалов защищаемых сооружений в установленных окончательно режимах работы установок ЭХЗ;
- заключение по наладке установок ЭХЗ;
- рекомендации по дополнительным мероприятиям по защите подземных сооружений от коррозии.

8.4 Ремонт систем электрохимической защиты

8.4.1 Ремонт средств ЭХЗ заключается в проведении комплекса мероприятий для восстановления характеристик системы ЭХЗ и отдельных ее элементов, предусмотренных проектом и действующими нормативами. Работы при ремонте средств ЭХЗ выполняются персоналом ОЭТС или персоналом специализированных организаций, привлеченных по договору.

8.4.2 При выполнении ремонтных работ в полевых условиях производится только замена оборудования и узлов, требующих ремонта. Непосредственно ремонт узлов, а также подготовка узлов средств ЭХЗ для замены производится на ремонтных базах.

8.4.3 В состав работ по ремонту средств ЭХЗ могут входить следующие работы:

- замена элементов станции катодной или дренажной защиты или замена станции;

- замена протекторов;
- ремонт и замена анодных заземлителей;
- замена анодной линии СКЗ;
- ремонт или замена кабельной линии электродренажа;
- ремонт заземляющего устройства с вскрытием;
- замена КИП и БПИ;
- ремонт узла подключения провода к нефтепроводу;
- замена и установка неполяризующихся электродов сравнения;
- устранение неисправностей контактных соединений;
- ремонт заземляющих устройств;
- покраска оборудования.

8.4.4 Земляные работы по замене анодных заземлителей выполняются по разработанному и утвержденному в установленном порядке ППР (проект производства работ).

8.4.5 При приемке в эксплуатацию после ремонта установки ЭХЗ оформляются следующие документы:

- акт приемки в эксплуатацию;
- протоколы измерений и испытаний.

9 Техника безопасности выполнения работ

9.1 При выполнении работ по защите трубопроводов тепловой сети от наружной коррозии с помощью защитных антикоррозионных покрытий должны строго соблюдаться требования безопасности, приведенные в технических условиях на антикоррозионные материалы и защитные антикоррозионные покрытия, ГОСТ 12.3.005, ГОСТ 12.3.016.

9.2 К выполнению работ по нанесению на трубы защитных антикоррозионных покрытий могут допускаться только лица, обученные

безопасным методам работы, прошедшие инструктаж и сдавшие экзамен в установленном порядке.

9.3 Рабочий персонал должен быть осведомлен о степени токсичности применяемых веществ, способах защиты от их воздействия и мерах оказания первой помощи при отравлениях.

9.4 При применении и испытаниях защитных антикоррозионных покрытий, содержащих токсичные материалы (толуол, сольвет, этилцеллозольв и др.), должны соблюдаться правила техники безопасности и промышленной санитарии, санитарные и гигиенические требования к производственному оборудованию.

9.5 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны при нанесении защитных антикоррозионных покрытий на трубы не должно превышать ПДК, согласно ГОСТ 12.1.005:

толуол – 50 мг/м³, сольвент – 100 мг/м³, алюминий - 2 мг/м³, оксид алюминия – 6 мг/м³, этилцеллозольв – 10 мг/м³, ксилол – 50 мг/м³, бензин – 100 мг/м³, ацетон – 200 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³.

9.6 Все работы, связанные с нанесением защитных антикоррозионных покрытий, содержащих токсичные вещества, должны производиться в цехах, оборудованных приточно-вытяжной и местной вентиляцией в соответствии с ГОСТ 12.3.005.

9.7 При работах с защитными антикоррозионными покрытиями, содержащими токсичные вещества, следует применять индивидуальные средства защиты от попадания токсичных веществ на кожные покровы, на слизистые оболочки, в органы дыхания и пищеварения согласно ГОСТ 12.4.011 и ГОСТ 12.4.103.

9.8 При производстве на тепловых сетях работ по монтажу, ремонту, наладке установок ЭХЗ и электрическим измерениям необходимо соблюдать требования ГОСТ 9.602, СНиП III-4-80, СП 2.2.2.1327-03 (13). При работах с

применением грузоподъемных машин и механизмов необходимо руководствоваться требованиями ПОТ Р М-007-98(7) и ПОТ Р М-008-99(8).

9.9 К работе по обслуживанию и ремонту средств ЭХЗ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, имеющие специальную подготовку, прошедшие проверку знаний «Правил эксплуатации электроустановок потребителей» и РД 153-34.0-03.150-00(12) и имеющие удостоверение на допуск к работам в электроустановках, прошедшие вводный инструктаж по охране труда и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с соответствующей записью в журнале. Бригада по любым электрическим работам (в том числе измерениям) должна состоять не меньше чем из двух человек, один из которых назначается старшим. При обследовании и ремонте устройств ЭХЗ должны выполняться только те работы, которые предусмотрены заданием, не допускается присутствие на рабочем месте посторонних лиц.

9.10 При производстве работ освещенность рабочего места должна соответствовать требованиям СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». Работы с системами ЭХЗ в темное время суток не разрешаются, кроме случаев по ликвидации аварий с обеспечением искусственного освещения.

9.11 При проведении технического осмотра установок ЭХЗ должно быть отключено напряжение питающей сети и разомкнута цепь дренажа. Выполнение каких-либо работ в устройствах ЭХЗ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, при приближении грозы, не разрешается.

9.12 При производстве измерений на линиях электрифицированных железных дорог, на тяговых подстанциях и дренажных установках персоналу запрещается:

- прикосновение к контактными проводам и оборудованию, находящемуся под напряжением;

- приближение на расстояние менее 2 м к контактной сети, не огражденным проводникам или частям контактной сети;
- прикосновение к оборванным проводам контактной сети или к наброшенным на них посторонним предметам;
- подъем на опоры контактной сети;
- проведение монтажа каких-либо воздушных переходов через провода контактной сети без согласования с железнодорожной администрацией.

9.13 В течение всего периода работы опытной станции катодной защиты, включаемой на период испытаний (2-3 часа), у контура анодного заземлителя должен находиться дежурный, не допускающий посторонних лиц к анодному заземлителю, и должны быть установлены предупредительные знаки в соответствии с ГОСТ 12.4.026.

9.14 Установки катодной защиты должны быть оборудованы отдельным заземляющим устройством. Сопротивление защитных заземлений устройств (в том числе опытных) не должно превышать 10 Ом.

9.15 При электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей с расположением анодных заземлителей непосредственно в каналах напряжение постоянного тока на выходе станции катодной защиты (преобразователя, выпрямителя) не должно превышать 12 В.

9.16 На участках трубопроводов тепловых сетей, к которым подключена станция катодной защиты, а анодные заземлители установлены непосредственно в каналах, под крышками люков тепловых камер на видном месте должны быть установлены таблички с надписью "Внимание! В каналах действует катодная защита".

Приложение А

(обязательное)

Критерии (признаки) опасности наружной коррозии подземных трубопроводов тепловых сетей и методы их определения

А.1 Для трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки критериями опасности коррозии являются:

- высокая коррозионная агрессивность грунта;
- опасное влияние блуждающего постоянного тока;
- опасное влияние переменного тока.

На участках трубопроводов, находящихся в тепловых камерах, смотровых колодцах, подвалах и т.д., критерии опасности коррозии те же, как и для трубопроводов канальной прокладки.

На трубопроводы тепловых сетей для которых меры противокоррозионной защиты не требуются указанные критерии опасности коррозии не распространяются.

А.2 Для трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки критериями опасности коррозии являются:

- наличие воды в канале или занос канала грунтом, когда вода или грунт достигают теплоизоляционной конструкции или поверхности трубопровода;
- увлажнение теплоизоляционной конструкции влагой, достигающей поверхности труб: капельной с перекрытий канала или стекающей по щитовой опоре, а также попадающей в тепловую камеру через неплотности крышек смотровых колодцев и тепловых камер.

При наличии воды или грунта в канале, которые достигают теплоизоляционной конструкции или поверхности трубопровода, опасное влияние блуждающего постоянного тока и переменного тока увеличивает скорость коррозии наружной поверхности трубопроводов, контактирующей с водой или грунтом заноса в канале.

Примечание. Для вновь сооружаемых трубопроводов критерием опасности является предположение о потенциальном наличии воды в канале или его заносе грунтом.

А.3 Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистым и низколегированным сталям, из которых изготавливаются трубы тепловых сетей, характеризуется двумя показателями:

- УЭС, определенным в полевых условиях;
- УЭС грунта, определенным в лабораторных условиях.

Если один из показателей свидетельствует о высокой агрессивности грунта (см. таблицу А.1), то грунт считается агрессивным и определение второго показателя не требуется.

Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистым и низколегированным сталям

Таблица А.1

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м
Низкая	Свыше 50
Средняя	От 20 до 50
Высокая	Менее 20

А.4 Возможность опасного влияния блуждающего постоянного тока на действующие подземные стальные трубопроводы тепловых сетей определяется по наличию изменяющегося по знаку и по величине смещения потенциала трубопровода по отношению к его стационарному потенциалу (знакопеременная зона) или по наличию только положительного смещения потенциала, изменяющегося по величине (анодная зона). Для вновь сооружаемых теплопроводов оно определяется по наличию блуждающих токов в земле.

А.5 Опасное влияние переменного тока промышленной частоты на стальные сооружения характеризуется либо смещением среднего потенциала сооружения в отрицательную сторону не менее чем на 10мВ по отношению к стационарному потенциалу, либо наличием переменного тока плотностью более 1мА/см² (10А/м²) на вспомогательном электроде.

А.6 Определение коррозионной агрессивности грунтов в полевых и лабораторных условиях проводится в соответствии с ГОСТ 9.602.

А.6.1 Измерения УЭС грунта производятся для выявления участков трассы тепловых сетей бесканальной прокладки в грунте с высокой коррозионной агрессивностью, а также для выбора типа, конструкции и расчета анодного заземлителя при необходимости ЭХЗ (катодной защиты) трубопроводов тепловых сетей.

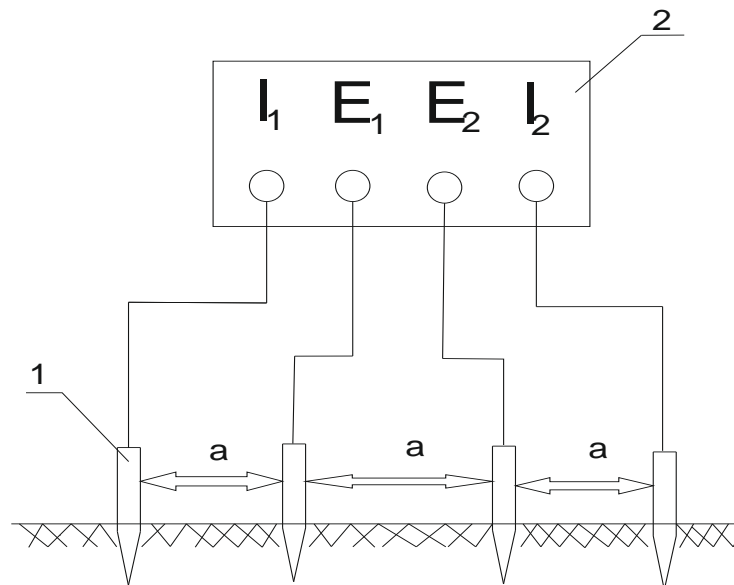
А.6.2 Коррозионная агрессивность грунта по их УЭС определяется в полевых и лабораторных условиях.

А.6.3 Измерение УЭС грунта в полевых условиях на действующих тепловых сетях должно производиться вдоль трассы тепловой сети через каждые 100 м на расстоянии не более 2 м от ее оси.

На трассах вновь сооружаемых тепловых сетей УЭС грунта производится вдоль оси предполагаемой трассы через каждые 100 м.

А.6.4 Измерение УЭС должно производиться в период отсутствия промерзания грунта на глубине заложения трубопроводов тепловых сетей по четырехэлектродной схеме (рис. А.1). В качестве электродов применяют стальные стержни длиной 250-350 мм и диаметром 15-20 мм.

Расстояния между смежными электродами принимаются одинаковыми, глубина забивки электродов в грунт должна быть не более 1/20 расстояния между смежными электродами.



1 – стальные электроды; 2 – измерительный прибор.

Рисунок А.1- Схема определения удельного электрического сопротивления грунта в полевых условиях

А.6.5 УЭС грунта ρ (Ом·м) вычисляют по формуле:

$$\rho = 2\pi Ra, \quad (\text{А.1})$$

где R – величина электрического сопротивления, измеренная по прибору, Ом;
 a – расстояние между смежными электродами, принимаемое равным глубине прокладки трубопроводов, м.

Результаты измерения и расчетов заносят в протокол (см. ниже).

А.6.6 Для определения УЭС грунта в лабораторных условиях необходимо произвести отбор и обработку проб испытываемого грунта.

Пробы грунта отбирают в шурфах, скважинах или траншеях из слоев, расположенных на глубине прокладки трубопроводов, с интервалом $50 \div 200$ м на расстоянии $0,5 \div 0,7$ м от боковой стенки труб. Для пробы берут $1,5 \div 2,0$ кг грунта, удаляя твердые включения размером более 3 мм. Отобранную пробу помещают в полиэтиленовый пакет и снабжают паспортом, в котором указываются номера объекта и пробы, место и глубина отбора пробы.

А.6.7 Для определения коррозионной агрессивности грунта по отношению к стали в лабораторных условиях рекомендуется использовать следующие устройства и приборы:

- источник постоянного или низкочастотного переменного тока любого типа;
- миллиамперметр любого типа класса точности не ниже 1,5 с диапазонами 200 или 500 мА.

- вольтметр любого типа с внутренним сопротивлением не менее 1 МОм.

Допускается использовать специальные приборы.

В качестве вспомогательных средств и расходных материалов применяются

- шкурка шлифовальная зернистостью 40 (или менее) по ГОСТ 6456.
- вода, дистиллированная по ГОСТ 6709.
- ацетон по ГОСТ 2768.

А.6.8 Определение УЭС грунта в лабораторных условиях проводится по 4-х электродной схеме (рис. А.2). Сущность метода в том, что внешние электроды с одинаковой площадью рабочей поверхности S поляризуют током определенной силы J и

измеряют падение напряжения U на двух внутренних электродах при расстоянии L между ними. Если измерения проводят на постоянном токе, то используют 3 разных значения силы тока. Сопротивление грунта R рассчитывают по формуле:

$$R = U/J, \quad (\text{A.2})$$

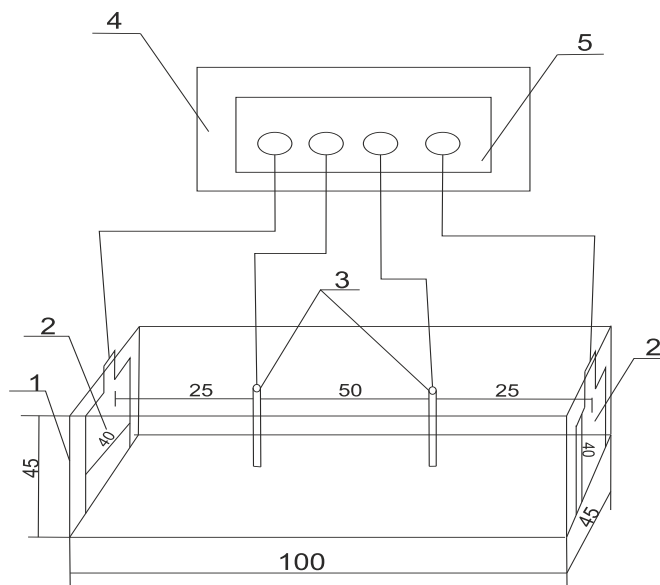
Удельное электрическое сопротивление грунта ρ , Ом·м, вычисляют по формуле:

$$\rho = R(S/L), \quad (\text{A.3})$$

где R - измеренное сопротивление, Ом;

S - площадь поверхности рабочего электрода, м²;

L - расстояние между внутренними электродами, м.



1 – измерительная ячейка; 2 – внешние электроды; 3 – внутренние электроды; 4 – прибор для определения УЭС грунта (воды); 5 – клеммник для подключения к прибору соответствующих электродов

Рисунок А.2 - Схема установки для определения удельного электрического сопротивления грунта в лабораторных условиях

Внешние электроды представляют собой прямоугольные пластины (из углеродистой или нержавеющей стали) с ножкой, к которой крепится или припаивается проводник - токоподвод. Размеры электродов 44×40 мм, где 40 – высота электрода. Одну сторону электродов, которая примыкает к торцевой поверхности ячейки, изолируют.

Внутренние электроды изготавливают из медной проволоки или стержня диаметром 1-3 мм и длиной более высоты ячейки.

Ячейка выполняется прямоугольной формы, из материала с диэлектрическими свойствами (стекло, фарфор, пластмасса). Внутренние размеры ячейки рекомендуются 100×45×45 мм.

Отобранную пробу песчаных грунтов смачивают до полного влагонасыщения, а глинистых грунтов – до достижения мягкопластичного состояния. Если уровень грунтовых вод ниже уровня отбора проб, смачивание проводят дистиллированной водой, а если выше – грунтовой водой. Электроды зачищают шлифовальной шкуркой, обезжиривают ацетоном, промывают дистиллированной водой. Внешние электроды устанавливают вплотную к торцевым поверхностям внутри ячейки. В ячейку укладывают грунт, послойно утрамбовывая его, на высоту меньше высоты ячейки на 4 мм. Затем устанавливают внутренние электроды вертикально, опуская их до дна по центральной

СТО НОСТРОЙ 2.18.116-2013

линии ячейки на расстоянии 50 мм друг от друга и 25 мм от торцевых стенок ячейки.

Измерения при определении УЭС грунта производят в соответствии с инструкцией, прилагаемой к прибору.

Результаты заносят в протокол.

Протокол определения удельного электрического сопротивления грунта в полевых условиях

Прибором типа _____

Заводской номер _____

Дата измерения _____

Погодные условия _____

№ п/п	Адрес пункта измерения	№ пункта измерения по схеме	Расстояние между электродами, м	Измеренное сопротивление, Ом	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м	Коррозионная агрессивность грунта
1	2	3	4	5	6	7

Измерил _____

Проверил _____

Протокол определения удельного электрического сопротивления грунта в лабораторных условиях

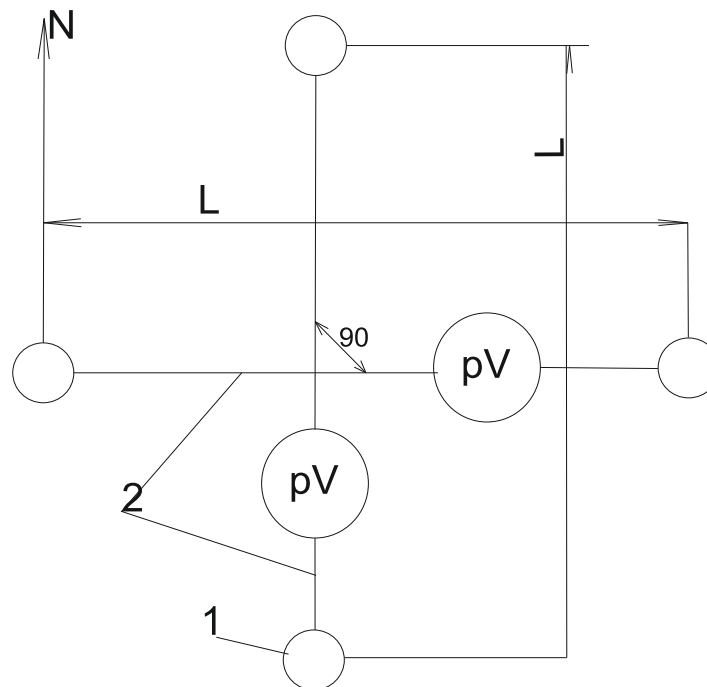
№ п/п	Адрес пункта отбора проб	№ пункта по схеме	Электрическое сопротивление грунта R , кОм	Удельное электрическое сопротивление, ρ Ом·м	Коррозионная агрессивность грунта
1	2	3	4	5	6

Анализ провел _____

" ____ " _____ год

А.7 Определение наличия блуждающих постоянных токов в земле для вновь сооружаемых трубопроводов тепловых сетей

А.7.1 Определение наличия блуждающих постоянных токов по трассе вновь сооружаемых теплопроводов при отсутствии проложенных смежных подземных металлических сооружений следует проводить в соответствии с ГОСТ 9.602., измеряя разность потенциалов между двумя точками земли через каждые 1000 м по двум взаимно перпендикулярным направлениям при разносе измерительных электродов на 100 м. Схема измерений приведена на рис. А3.



1 – медносульфатные электроды сравнения; 2 – изолированные проводники; pV – вольтметр; L – расстояние между электродами сравнения

Рисунок А.3 - Схема электрических измерений для обнаружения блуждающих токов в земле

А.7.2 При наличии подземных металлических сооружений, проложенных вблизи трассы вновь сооружаемых теплопроводов на расстоянии не более 100 м, определение наличия блуждающих токов осуществляется путем измерения разности потенциалов между существующим сооружением и землей с шагом измерений не более 200 м.

А.7.3 Для измерения напряжения и силы тока используются показывающие и регистрирующие приборы классом точности не ниже 1,5. Следует применять вольтметры с внутренним сопротивлением не менее 200 кОм/В. Среди рекомендуемых приборов можно указать прибор для измерения параметров установок защиты от коррозии подземных металлических сооружений

А.7.4 При измерениях используют переносные МЭС, которые подбирают так, чтобы разность потенциалов между двумя электродами не превышала 10 мВ, что должно быть определено в лабораторных условиях.

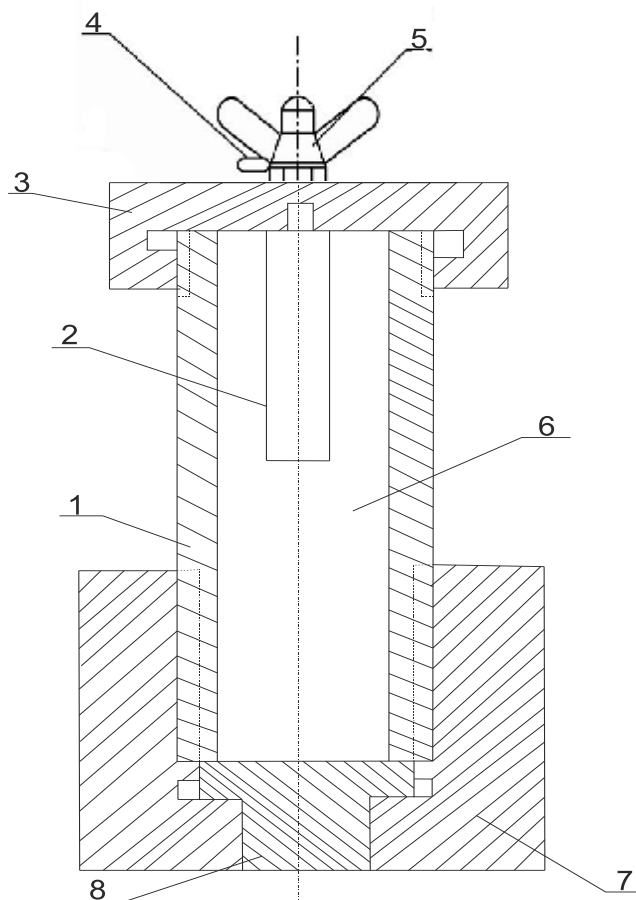
Переносной медносульфатный электрод сравнения (рис. А.4) состоит из неметаллического полого корпуса с пористым дном и навинчивающейся крышкой с укрепленным в ней стержнем из красной меди. В корпус заливают насыщенный раствор медного купороса $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$.

При сборке переносных медносульфатных электродов необходимо:

- очистить медный стержень от загрязнений и окисных пленок либо механически (наждачной бумагой), либо травлением азотной кислотой. После травления стержень тщательно промыть дистиллированной или кипяченой водой. Попадание кислоты в сосуд электрода недопустимо;

- залить электрод насыщенным раствором чистого медного купороса в дистиллированной или кипяченой воде с добавлением кристаллов купороса. Заливать электроды следует за сутки до начала измерений. После заливки все электроды установить в один сосуд (стеклянный или эмалированный) с насыщенным раствором медного купороса так, чтобы пористое дно электродов было полностью погружено в

раствор.



1 – корпус; 2 – стержень из красной меди; 3 – крышка для крепления стержня; 4 – наконечник проводника; 5 – контактный зажим; 6 – полость, заполняемая насыщенным раствором медного купороса; 7 – нижняя крышка; 8 – пористое дно

Рисунок А.4 - Переносной медносульфатный электрод сравнения

А.7.5 Измерения в каждом пункте должны проводиться не менее 10 мин с непрерывной регистрацией или с ручной записью результатов через каждые 10 с в протокол.

Протокол измерений разности потенциалов при определении наличия постоянных блуждающих токов в земле

Город _____
 Вид подземного сооружения и пункта измерения _____
 Дата _____
 Время измерения начало _____, конец _____
 Тип и № прибора _____
 Класс точности прибора не ниже 1,5

Результаты измерений, в мВ

t , мин/с	0	10	20	30	40	50
1 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
2 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
3 $\Delta U_{\text{изм.}}$						

4 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
5 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
6 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
7 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
8 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
9 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
10 $\Delta U_{\text{изм.}}$						

Протокол измерений потенциала трубопровода при определении опасности постоянных блуждающих токов для действующих трубопроводов тепловых сетей

Город _____
 Вид подземного сооружения и пункта измерения _____
 Дата _____
 Время измерения начало _____, конец _____
 Тип и № прибора _____
 Класс точности прибора не ниже 1,5
 Измеренное значение стационарного потенциала ВЭ относительно МЭС _____

Результаты измерений, в мВ

t , мин/с	0	10	20	30	40	50
1 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
2 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
3 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
4 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
5 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
6 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
7 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
8 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
9 $\Delta U_{\text{изм.}}$						
10 $\Delta U_{\text{изм.}}$						

$\Delta U = U_{\text{изм.}} - U_{\text{ст.}}$ В		Оценка опасности коррозии
при $U_{\text{изм.}}$ наиболее отрицательном	при $U_{\text{изм.}}$ наиболее положительном	
1	2	3

В зоне блуждающих токов трамвая с частотой движения 15-20 пар в 1 ч измерения необходимо производить в часы утренней или вечерней пиковой нагрузки электротранспорта.

В зоне влияния блуждающих токов электрифицированных железных дорог период измерения должен охватывать пусковые моменты и время прохождения электропоездов в обе стороны между двумя ближайшими станциями.

А.7.6 Если наибольший размах колебаний разности потенциалов (между наибольшим и наименьшим ее значениями) превышает 0,04 В, это характеризует наличие блуждающих токов (как в отсутствии, так и при наличии других подземных сооружений, проложенных вблизи трассы вновь сооружаемых теплопроводов).

А.8 Определение опасного влияния блуждающего постоянного тока для действующих трубопроводов тепловых сетей

А.8.1 Опасное влияние блуждающего постоянного тока выявляют, определяя

изменение потенциала трубопровода под действием блуждающего тока по отношению к стационарному потенциалу трубопровода. Измерения выполняются с шагом не более 200 м.

А.8.2 Измерения производят в стационарных КИП, оборудованных электродами сравнения длительного действия или на нестационарных КИП, устанавливая электроды сравнения на дне камеры, в шурфах или на поверхности земли на минимально возможном расстоянии (в плане) от трубопроводов.

А.8.3 Для проведения измерений используют вольтметры в соответствии с п. А.7.3 настоящего Приложения. Положительную клемму измерительного прибора присоединяют к трубопроводу, отрицательную – к электроду сравнения.

А.8.4 Режим измерений должен соответствовать условиям, изложенным в п. А.7.5 настоящего Приложения.

Результаты ручной записи измерений заносят в протокол (см. выше).

В тех случаях, когда наибольший размах колебаний потенциала трубопроводов, измеряемого относительно МЭС (разность между наибольшим и наименьшим абсолютными значениями этого потенциала) не превышает 0,04 В, колебания потенциала не характеризуют опасного влияния блуждающих постоянных токов.

А.8.5 Стационарный потенциал трубопроводов $U_{ст}$ следует определять при выключенных средствах ЭХЗ путем непрерывного измерения и регистрации разности потенциалов между трубопроводом (подающим или обратным) и МЭС в течение достаточно длительного времени – вплоть до выявления практически не изменяющегося во времени (в пределах 0,04 В) значения потенциала, относящегося к периоду перерыва в движении электрифицированного транспорта, когда блуждающий ток отсутствует (как правило, в ночное время суток). За стационарный потенциал трубопровода принимается среднее значение потенциала при различии измерявшихся значений не более, чем на 0,04 В. При отсутствии возможности измерения стационарного потенциала трубопровода его значение принимают равным минус 0,7 В относительно МЭС.

Примечание. При определении опасного влияния блуждающего постоянного тока на теплопроводы канальной прокладки электроды сравнения следует устанавливать в зоне затопления или заиливания канала.

А.9 Определение опасного влияния переменного тока

А.9.1 Зоны опасного влияния переменного тока определяют на участках трубопроводов, на которых выявлены значения напряжения переменного тока между трубопроводом и МЭС, превышающие 0,3 В.

А.9.2 Смещение потенциала трубопровода, вызываемое переменным током, измеряют на ВЭ относительно переносного МЭС до и после подключения ВЭ к трубопроводу через конденсатор емкостью 4 мкф. ВЭ представляет собой пластину, изготовленную из стали ст.3 размером 25×25 мм, толщиной 1,5-2,0 мм.

Примечания.

1 На участке трубопровода, оборудованного ЭХЗ, измерения выполняют при отключенных средствах ЭХЗ.

2. На теплопроводах канальной прокладки опасное влияние переменного тока определяют лишь на участках затопления или заиливания каналов.

А.9.3 ВЭ устанавливают в специально подготовленном шурфе, подготовку и установку которого производят в следующем порядке.

В намеченном пункте измерений над теплопроводом или в максимальном приближении к нему (в плане) в месте отсутствия дорожного покрытия делают шурф глубиной 300-350 мм и диаметром 180-200 мм.

Перед установкой в грунт ВЭ зачищают шлифовальной шкуркой ГОСТ 6456 зернистостью 40 и насухо протирают. Предварительно из взятой со дна шурфа части грунта, контактирующего с ВЭ, должны быть удалены твердые включения размером более 3 мм. На выровненное дно шурфа насыпают слой грунта толщиной 30 мм, на нем укладывают ВЭ рабочей (неизолированной) поверхностью вниз и засыпают его грунтом слоем 60-80 мм от дна шурфа. Грунт над ВЭ утрамбовывают с усилием 3-4 кг на площадь ВЭ. Сверху устанавливают переносной МЭС и засыпают грунтом. При наличии атмосферных осадков предусматривают меры против увлажнения грунта и попадания влаги в шурф.

А.9.4 Для проведения измерений собирают схему, приведенную на рис. А.5. Используют вольтметр с входным сопротивлением не менее 1 МОм.

Измерения производят в такой последовательности:

- измеряют стационарный потенциал ВЭ относительно МЭС через 10 мин после его установки в грунт;

- после стабилизации значения стационарного потенциала ВЭ в пределах 1-2 мВ в течение 5 мин подключают ВЭ к трубопроводу по схеме рис. 5 и через 10 мин снимают первое показание вольтметра;

- показания непрерывно записывают в память соответствующего измерительного прибора или снимают через 10 с в течение не менее 10 мин.

Среднее смещение потенциала ВЭ за период измерений определяют по компьютерной программе (например, используемой при камеральной работе с прибором ПКИ-02) или по формуле:

$$\Delta U_{\text{cp}} = \left(\sum_{i=1}^m U_i / m \right) - U_{\text{ст}}, \text{ мВ} \quad (1.5)$$

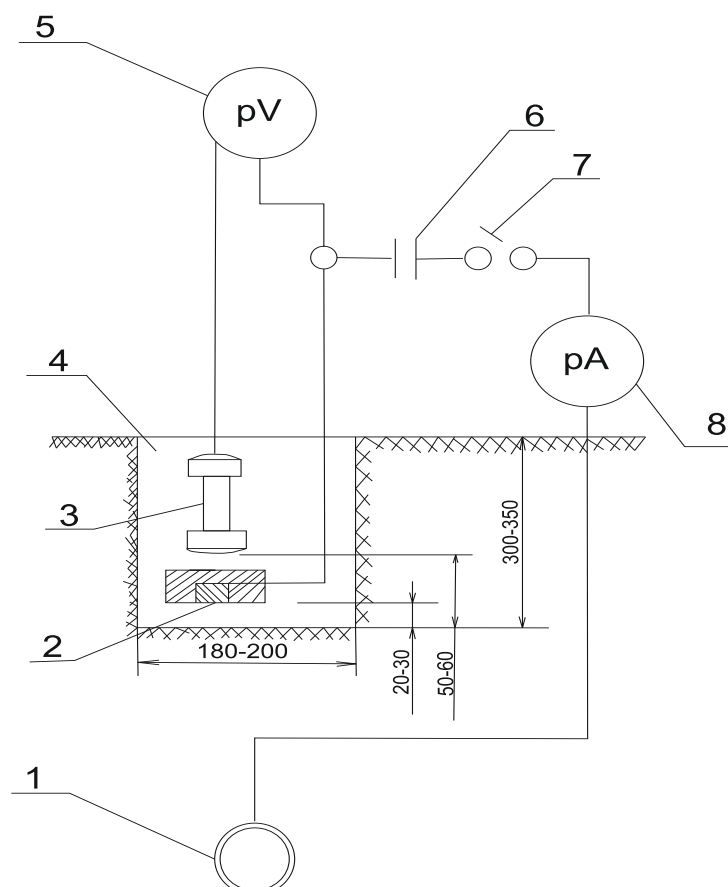
где $\sum U_i$ – сумма значений потенциала, измеренного при подключении ВЭ к трубопроводу, мВ;

$U_{\text{ст}}$ – стационарный потенциал ВЭ;

m – общее число измерений.

Действие переменного тока признается опасным при среднем значении смещения потенциала в отрицательную сторону не менее, чем на 10 мВ по отношению к стационарному потенциалу.

Результаты измерений оформляют в виде протокола.



1 – трубопровод; 2 - датчик потенциала; 3 - переносной медносульфатный электрод сравнения; 4 - шурф; 5 - вольтметр постоянного тока; 6 - конденсатор; 7 - выключатель; 8 - амперметр переменного тока

Рисунок А.5 - Схема измерения смещения стационарного потенциала трубопровода под влиянием переменного тока.

Протокол измерений смещения потенциала трубопровода при определении опасного влияния переменного тока

Город _____
 Вид подземного сооружения и пункта измерения _____
 Дата _____
 Время измерения начало _____, конец _____
 Тип и номер прибора _____
 Класс точности прибора не ниже 1,5
 Измеренное значение стационарного потенциала вспомогательного электрода ВЭ относительно МЭС _____

Результаты измерений, мВ

t, мин/с	0	10	20	30	40	50
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

8						
9						
10						

Камеральная обработка измерений

Число измерений	Сумма мгновенных значений	Средняя величина	Среднее значение смещения
1	2	3	4

Оценка опасности коррозии под действием переменного тока

_____ (опасно, неопасно)

Измерил _____ Проверил _____ Обработал _____

А.9.5 Для дополнительной оценки опасности коррозии стальных трубопроводов под воздействием переменного тока измеряют силу переменного тока ВЭ при подключении его к трубопроводу. Для этой цели в цепи ВЭ – конденсатор - трубопровод дополнительно включают амперметр переменного тока с пределами измерений от 0,01 мА ($1 \cdot 10^{-5}$ А) (рис. 5). После подключения ВЭ к трубопроводу измеряют силу переменного тока в течение 10 мин через каждые 10-20 с с записью в протокол.

Протокол измерений плотности переменного тока при определении опасного влияния переменного тока

Город _____

Вид подземного сооружения и пункта измерения _____

Дата _____

Время измерения начало _____, конец _____

Тип и номер прибора _____

Класс точности прибора не ниже 1,5

Результаты измерений мгновенной силы переменного тока, мА

t , мин/с	0	10	20	30	40	50
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

Камеральная обработка измерений

Число измерений	Сумма мгновенных значений силы переменного тока, J , мА	Среднее значение силы переменного тока, J , мА	Среднее значение плотности переменного тока, j , мА/см ²
1	2	3	4

Оценка опасности коррозии под действием переменного тока

Измерил _____ Проверил _____ Обработал _____
(опасно, неопасно)

Среднюю плотность переменного тока рассчитывают по формуле:

$$j = J/6,25, \text{ мА/см}^2, \quad (1.6)$$

где J – среднее значение силы переменного тока за время измерений, мВ;
6,25 – площадь ВЭ, см².

Действие переменного тока признается опасным при средней плотности тока более 1 мА/см² (10 А/м²).

При использовании мультиметров, позволяющих измерять напряжение и силу тока, допускается сначала измерить смещение потенциала ВЭ по п. 3.4 настоящего Приложения, а затем, включив прибор в цепь в качестве амперметра, измерить силу переменного тока на ВЭ.

При наличии амперметра и вольтметра одновременно измеряют смещение потенциала ВЭ и силу переменного тока после присоединения ВЭ к трубопроводу.

Приложение Б

(обязательное)

Виды покрытий для защиты от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей (в соответствии с ГОСТ 9.602)

Условия нанесения покрытия	Конструкция (структура) защитного покрытия	Толщина покрытия, мм	Способ прокладки теплопровода	Вид теплоизоляции	Максимально допустимая температура теплоносителя, °С
Базовые	Силикатно-эмалевое (два слоя эмали марки 155Т или марки МК-5, оплавленной при температуре 800°С)	0,5 для труб диаметром до 159 мм включ.; 0,6 для труб диаметром св. 159 мм	Подземный в каналах и бесканальный	Все виды тепловой изоляции	300
	Алюмокерамическое (один слой покрытия плазменного нанесения из смеси порошкового алюминия марки ПА-4 (85%) и ильменитового концентрата (15%) ¹⁾	Не менее 0,25	То же	Все виды тепловой изоляции, рН водной вытяжки которой от 2,5 до 10,5	300
	На основе металлизационного алюминия с пропиткой кремнийорганическими красками (два слоя алюминия, один слой краски)	Не менее 0,25	»	Все виды тепловой изоляции, рН водной вытяжки которой от 4,5 до 9,5	150
	Лакокрасочное органосиликатное марки ОС-51-03 или аналогичной (с термообработкой при температуре 200°С)	Не менее 0,25	Подземный в каналах	Все виды тепловой изоляции	180

Трассовые	Лакокрасочное органосиликатное марки ОС-51-03 с отвердителем ²⁾	Не менее 0,45	Подземный в каналах	Все виды тепловой изоляции	150
	Лакокрасочное эпоксидное (три слоя эпоксидной эмали марки ЭП-969) ²⁾	Не менее 0,1	То же	Все виды подвесной тепловой изоляции	150
	Кремнийорганическое (три слоя кремнийорганической краски) ²⁾	Не менее 0,25	»	То же	150

¹⁾ Защита участков сварных стыковых соединений трубопроводов с алюмокерамическим защитным покрытием, а также элементов трубопроводов тепловых сетей, в полевых условиях должна производиться либо металлизационным алюминиевым покрытием с применением ручных газопламенных или электродуговых металлизаторов и ручных плазмотронов с последующей пропиткой либо лакокрасочными покрытиями

²⁾ Применяют при ремонте теплопроводов, а также для изоляции стыков и мест присоединений.

Приложение В

(обязательное)

Основные требования к стендовым испытаниям защитных антикоррозионных покрытий для подземных стальных теплопроводов

1. Стендовые испытания защитных антикоррозионных покрытий для трубопроводов тепловых сетей выполняются в соответствии с РД 34.20.325(10) с целью в относительно короткий срок выявить защитные свойства покрытий для сопоставительной оценки и отбора наиболее эффективных из них.

2. Пригодность покрытия для антикоррозионной защиты труб тепловых сетей оценивается по следующим основным показателям:

- удельному объемному электрическому сопротивлению;
- сплошности;
- прочности при ударе;
- адгезии;
- гибкости;
- водопоглощению.

Указанные показатели определяются до испытаний покрытия на старение и в процессе этих испытаний через определенное количество часов.

3. Покрытие должно обладать удовлетворенными защитными свойствами (отсутствие разрушений и следов коррозии металла), физико-механические свойства должны соответствовать техническим требованиям раздела 6.2. настоящего стандарта До испытаний на старение и после полного цикла испытаний. Антикоррозионные покрытия, имеющие до начала испытаний физико-механические показатели, не соответствующие указанным техническим требованиям, испытаниям на старение не подлежат

4. Стендовые испытания защитного покрытия на старение включают следующие основные виды испытаний:

- на термостойкость;
- на термовлагостойкость;
- на воздействие агрессивных сред;
- на воздействие блуждающих токов.

Дополнительно покрытие может быть подвергнуто испытаниям на истирание, в случае если оно предназначено к применению в бесканальных прокладках тепловых сетей.

5 Свойства испытываемых покрытий, которые наносятся как в заводских, так и полевых условиях, должны определяться на образцах с различной степенью подготовки поверхности согласно ГОСТ 9.402, отвечающих реальным условиям их нанесения.

6. Испытания защитных покрытий с выдачей официального заключения о возможности их применения следует выполнять в организациях, имеющих аккредитацию на проведение соответствующих испытаний.

7. Учитывая возможность изменения рецептур и технологии производства покрытий, следует проводить их повторные испытания не реже 1 раза в 5 лет.

Приложение Г

(справочное)

Форма акта приемки защитного антикоррозионного покрытия

г. _____ " ____ " _____ 200__ года

Объект _____

Комиссия в составе представителей:
строительно-монтажной организации _____

_____ (наименование организации, должность, инициалы, фамилия)
Технического Заказчика _____

_____ (наименование организации, должность, инициалы, фамилия)
составила настоящий акт о нижеследующем:

1. _____
(наименование сооружения, строительных конструкций, их краткая техническая характеристика)
2. _____
(описание выполненного защитного покрытия)
3. Объем выполненных работ _____
4. Дата начала работ _____
5. Дата окончания работ _____

Работы выполнены в соответствии с ППР, технологической инструкцией по нанесению покрытия и отвечают требованиям их приемки. Документация на покрытие представлена в полном (неполном) объеме.

Качество выполненных работ:

Толщина антикоррозионного покрытия на трубопроводе

Подающий _____

Обратный _____

Адгезия антикоррозионного покрытия к металлу трубопровода

Подающий _____

Обратный _____

Сплошность антикоррозионного покрытия

Подающий _____

Обратный _____

Видимые дефекты антикоррозионного покрытия на трубопроводе

Подающий _____

Обратный _____

Качество антикоррозионного покрытия на трубопроводе проверил _____

(ФИО, должность)

Представитель строительно-монтажной
организации _____

Представитель Технического Заказчика _____

Форма журнала производства антикоррозионных работ

Наименование объекта _____

Основание для выполнения работ _____
(договор, наряд)

Производитель работ _____

Начало _____

Окончание _____

В журнале пронумеровано _____ страниц.

М.П. _____ Подпись администрации организации, выдавшей журнал

Дата (число, месяц, год), смена	Наименование работ и применяемых материалов (пооперационно)	Объем работ		Температура во время выполнения работ, °С		ГОСТ, ОСТ, ТУ на применяемые материалы	Число нанесенных слоев и их толщина, мм	Температура, °С, и продолжительность сушки отдельных слоев покрытия, ч	Фамилия и инициалы бригадира (специалиста), выполнявшего защитное покрытие	Дата и номер акта освидетельствования выполненных работ	Фамилия, инициалы и подпись лица, принимающего покрытие	Примечание
		На поверхности	Окружающего воздуха на расстоянии не более 1 м от поверхности									

Приложение Д

(справочное)

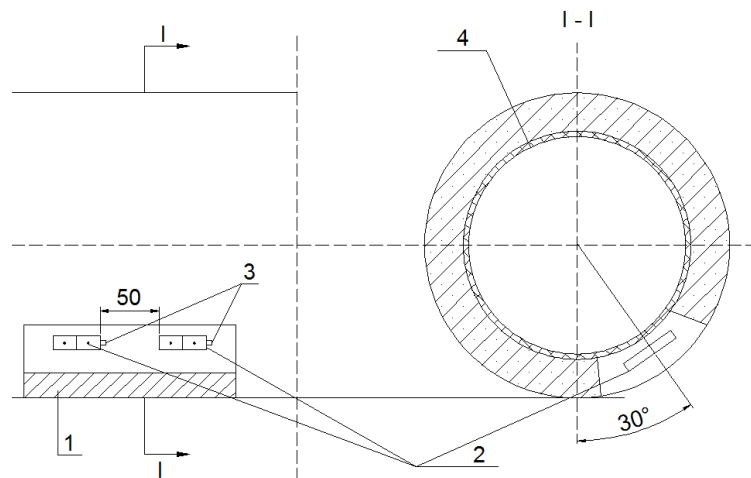
Блоки пластин-индикаторов скорости коррозии

Качественная оценка возможности коррозии может производиться с помощью блоков пластин-индикаторов типа БПИ-1 и БПИ-2. Первые применяются на трубопроводах канальной прокладки с ЭХЗ в пунктах установки вспомогательных электродов (ВЭ), вторые независимо от наличия или отсутствия ЭХЗ на участках прокладки трубопроводов в футлярах на поверхности трубопроводов внутри футляра, а также в тепловых камерах. Применяемые блоки пластин индикаторов должны полностью совпадать по марке стали и тепловлажностным условиям размещения с поверхностью трубопровода.

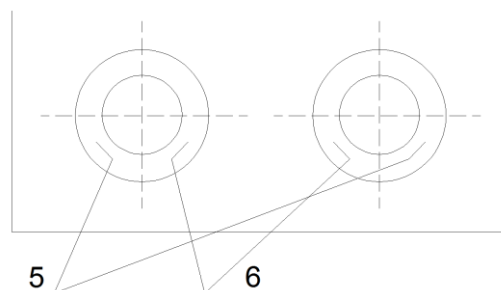
Д.1.1 БПИ-1 состоит из двух пластин квадратной формы, изготовленных из стали ст.3 толщиной 1,5, 2,0 мм, закрепленных на диэлектрической пластине из фторопласта. Одна из пластин с помощью приварки имеет контакт с трубопроводом. На рис. Д.2 приведены схемы и зоны установки БПИ-1 непосредственно на поверхности подающего и обратного трубопроводов.

Количество устанавливаемых БПИ-1 в зоне нижней образующей трубопроводов на участке «пять часов» (см. рис Д.1) должно быть не менее двух.

а)



б)



1 - теплоизоляционная конструкция; 2 - блоки пластин-индикаторов; 3 - участки приварки пластин-индикаторов к трубопроводу; 4 - трубопровод; 5, 6 - варианты зон установки блоков пластин-индикаторов на подающем и обратном трубопроводах

Рисунок Д.1 Схемы установки блоков пластин-индикаторов БПИ-1 на трубопроводах.

Кроме того, в том же сечении трубопровода (подающего или обратного) на его поверхности (или на поверхности теплоизоляционной конструкции) при постоянном отсутствии ее затопления также устанавливают один блок пластин-индикаторов. В случаях полного затопления трубопровода в указанном сечении на поверхности его теплоизоляционной конструкции устанавливают диэлектрическую прокладку, толщина которой должна исключать возможность затопления БПИ-1.

Установка указанного БПИ-1 обусловлена необходимостью количественной оценки и характера возможного протекания процесса атмосферной коррозии на поверхности трубопроводов.

Д.1.2 Одну из пластин каждого БПИ-1, устанавливаемых в районе нижней образующей трубопроводов, присоединяют непосредственно к трубопроводу на точечной сварке отводов от пластин-индикаторов (рис. Д.2).

Отвод от пластин-индикаторов, устанавливаемых на верхней образующей трубопроводов, должен быть отогнут от поверхности трубы или удален, т.к. в указанной зоне индикаторы не должны иметь электрического контакта с трубопроводом или металлической сеткой.

Д.1.3 После установки БПИ-1 их пластины обезжиривают ацетоном, промывают дистиллированной (или кипяченой) водой и удаляют влагу.

Д.1.4 Составляют протокол на установку БПИ-1 с указанием:

- пункта установки БПИ-1 с привязками;
- даты установки;
- толщины пластин-индикаторов $d_{исх}$, измеренной после зачистки шлифовальной шкуркой микрометром типа МК с ценой деления 0,01 мм.

Д.1.5 Для установления периода снятия (демонтажа) с трубопроводов БПИ-1 должна контролироваться (ориентировочно) суммарная продолжительность затопления канала (тепловой камеры) в зонах установки БПИ-1, при которой уровень воды достигает нижней образующей трубопроводов.

Д.1.6 Контроль наличия или отсутствия затопления канала в зоне установки БПИ-1 должен производиться не реже двух раз в месяц, что совпадает с периодичностью технического осмотра катодных установок в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Д.1.7 Время демонтажа первого БПИ-1 определяется в зависимости от суммарной продолжительности затопления каналов (камер) до уровня установки БПИ-1.

Исходя из величины средней скорости коррозии подающих трубопроводов тепловых сетей 1,1 мм/год с теплоизоляционной конструкцией и 1,25 мм/год без теплоизоляционной конструкции время демонтажа первого блока пластин-индикаторов должно наступить через 350-400 дней суммарной продолжительности затопления БПИ-1.

Демонтаж второго блока БПИ-1 производят при суммарной продолжительности затопления 600-650 дней.

Д.1.8 Время демонтажа может корректироваться на основе данных визуального осмотра БПИ-1, если осмотр дает достаточную информацию о коррозионном состоянии пластин. Например, если толщина продуктов коррозии на пластине, присоединенной к трубопроводу, не превышает толщины слоя продуктов коррозии на пластине блока, установленного выше уровня затопления канала. В том случае, если толщина слоя

продуктов коррозии превышает 1,5 мм, следует принять решение о демонтаже одного БПИ-1.

Д.1.9 БПИ-1, установленный в зоне нижней образующей трубопровода, отгибают от трубопровода, затем отпиливают ножовкой по металлу или срубают зубилом.

Блок, установленный в зоне отсутствия затопления трубопровода, освобождают от крепления хомутом, затем снимают одну из пластин, устанавливая блок на прежнее место и закрепляют его хомутом.

Д.1.10 В лабораторных условиях поверхности пластин с помощью деревянного шпателя очищают от рыхлых продуктов коррозии и подвергают катодному травлению в 8 %-ном растворе гидрата окиси натрия при плотности тока 15-20 А/дм² до полного удаления продуктов коррозии.

Катодное травление производят в эмалированной емкости с размерами 200x150x80 мм и объемом электролита 2,0-2,5 л, где размещают одну или две пластины (катод) и стальную пластину (анод). К пластинам-индикаторам подключают отрицательный полюс источника постоянного тока, к пластине-аноду - положительный полюс. При установке силы тока в цепи «анод-катод» следует учитывать общую площадь пластин-индикаторов.

После удаления продуктов коррозии пластины-индикаторы промывают дистиллированной водой и высушивают.

Д.1.11 Оценку коррозионного состояния пластин-индикаторов производят путем измерения остаточной толщины пластин и глубины их коррозионных повреждений (язвы, каверны, питтинги).

Измерения остаточной толщины пластин $d_{ост}$ производят с помощью микрометра типа МК с ценой деления 0,01 мм. Глубину локальных коррозионных повреждений L определяют с помощью прибора - глубиномера игольчатого типа с ценой деления 0,01 мм.

Д.1.12 Вычисляют уменьшение толщины пластины-индикатора вследствие атмосферной коррозии по разности начальной (исходной) и остаточной толщины пластины-индикатора 1, снятой с блока пластин-индикаторов, располагавшегося в зоне, не подвергавшейся затоплению трубопровода по формуле (1):

$$\Delta_{(1)} = \delta_{(1)исх} - \delta_{(1)ост}, \text{ мм} \quad (Д1)$$

Д.1.13 Вычисляют уменьшение толщины пластины-индикатора 2, не имевшей электрического контакта с трубой, вследствие атмосферной коррозии в периоды отсутствия затопления трубопровода и коррозии в результате ее контакта с водой при затоплении трубопровода по формуле (2):

$$\Delta_{(2)} = \delta_{(2)исх} - \delta_{(2)ост}, \text{ мм} \quad (Д2)$$

Д.1.14 Вычисляют максимальную глубину проникновения коррозии на пластине-индикаторе 2 по формуле (3):

$$L_{(2)макс} = \Delta_{(2)} + L_{(2)макс.изм.}, \text{ мм}, \quad (Д3)$$

где $L_{(2)макс.изм.}$ - измеренная величина глубины проникновения коррозии с помощью глубиномера относительно $\delta_{(2)ост.}$, мм.

Д.1.15 Вычисляют по формуле (4) уменьшение толщины пластины-индикатора 3, имевшей электрический контакт с трубой, вследствие атмосферной коррозии, в периоды отсутствия затопления трубопровода, а также вследствие отключения станции катодной защиты или недостаточной эффективности ее действия при наличии затопления трубопровода:

$$\Delta_{(3)} = \delta_{(3)исх} - \delta_{(3)ост}, \text{ мм} \quad (Д4)$$

Д.1.16 Вычисляют максимальную глубину проникновения коррозии на пластине-индикаторе 3 по формуле (5):

$$L_{(3)макс} = \Delta_{(3)} + L_{(3)макс.изм.}, \text{ мм}, \quad (Д5)$$

где $L_{(3)\text{макс.изм.}}$ – измеренная величина проникновения коррозии с помощью глубиномера относительно $\delta_{(3)\text{ост.}}$, мм.

Д.1.17 Действие ЭХЗ трубопроводов (при отсутствии отказов в работе ЭХЗ) может быть признано эффективным, если полученные значения $\Delta_{(3)}$ не превышают значения $\Delta_{(1)}$ более, чем на 50%, а значение $L_{(3)\text{макс}}$ составляет не более 20% от значения $L_{(2)\text{макс}}$.

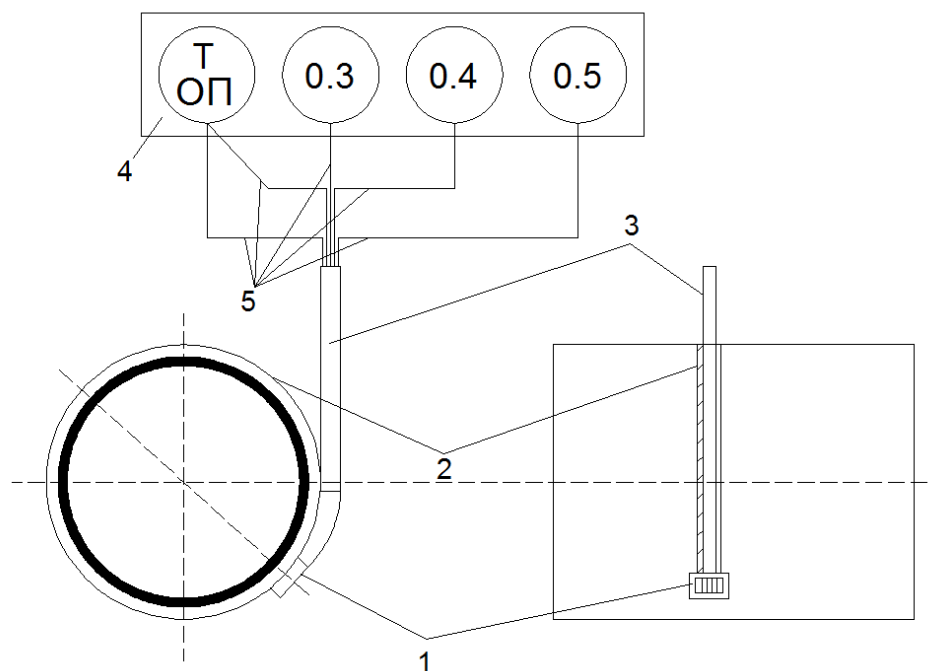
Указанные допущения обусловлены возможностью протекания процесса коррозии на уровне ватерлинии при действии средств ЭХЗ.

Д.1.18 Перед установкой БПИ-1 на действующих теплопроводах, а также перед проведением визуального обследования и демонтажа блоков пластин-индикаторов следует отключать станции катодной защиты.

Д.2.1 БПИ-2 включает блок пластин-индикаторов, состоящий из одной общей пластины и трех пластин толщиной 0,3; 0,4 и 0,5 мм, и выведенными контрольными проводниками от каждой пластины.

БПИ-2 может быть установлен непосредственно на поверхности трубопровода или теплоизоляционной конструкции (рис. Д.2), либо на корпусе стационарного медносульфатного электрода сравнения типа ЭСН-МС или ЭНЕС-1 (рис.Д.3).

Д.2.2 В обоих вариантах установки проводники от пластин БПИ-2, трубопровода и (во втором варианте установки) от электрода сравнения присоединяются к специальному клеммнику, располагаемому либо в горловине фальшколдца, КИПе, либо в металлическом корпусе на стене здания. Схема клеммника с присоединенными к нему контрольными проводниками, приведена на рис. Д.2. Электроперемычка между контрольными проводниками от трубопровода (клемма «Т») и от контрольных пластин замыкается лишь на период измерений потенциала трубопровода.



1 - блок индикаторов; 2 - крепежный хомут; 3 – соединительный кабель; 4 - клеммник; 5 - контрольные проводники от трубопровода, общей пластины блока индикаторов, пластин-индикаторов.

Рис. Д.2 Схема контроля электропроводимости индикаторов при установке блока индикаторов БПИ-2 на поверхности трубопровода

Д.2.3 Методика измерений на месте установки БПИ-2 сводится к определению электросопротивления в цепях «индикаторы - трубопровод» с помощью омметра (например, мультиметра типа 43313.1) и не зависит от способа установки БПИ-2 (на поверхности трубопровода или на корпусе электрода сравнения).

Д.2.4 Порядок измерений:

Подключают измерительные провода к клеммам «ОП» и «03».

Устанавливают переключатель мультиметра в положение, соответствующее измерению сопротивления в диапазоне 0-200 Ом.

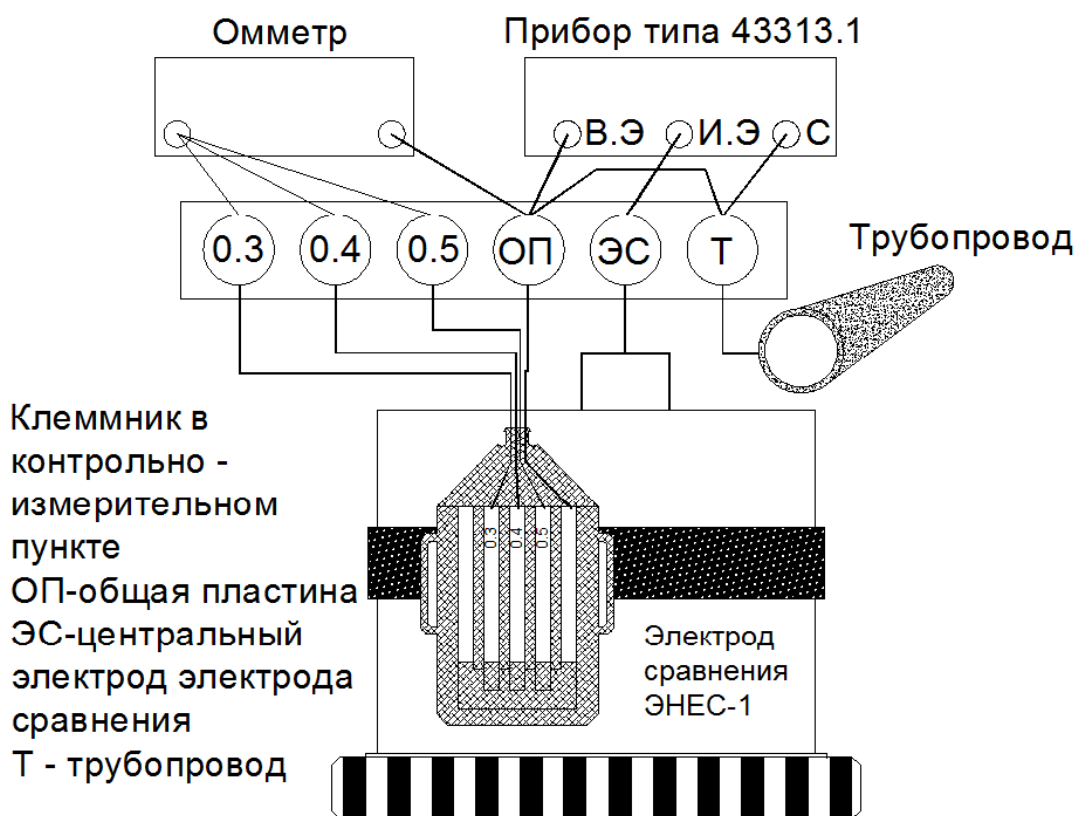


Рис. Д.3 Схема контроля электропроводимости индикаторов и измерения потенциала трубопровода при установке блока индикаторов БПИ-2 на стационарном электроде сравнения

Подключают измерительные провода к гнездам мультиметра для измерений электросопротивления, например: VW/C и */ ИЭ в приборе 43313.1.

Включает мультиметр, например, 43313.1 - нажатием кнопки 1/0. При этом на ЦОУ (цифровом отсчетном устройстве) должна появиться индикация.

Значение сопротивления менее и более 10 Ом свидетельствует о том, что пластина толщиной 0,3 мм, соответственно, не разрушена и разрушена. Если пластина толщиной 0,3 мм разрушена, аналогичные измерения проводят на пластинах толщиной 0,4 и 0,5 мм.

Если разрушена и пластина толщиной 0,4 мм, измерения продолжают на пластине толщиной 0,5 мм.

Д.2.5 Измерения в местах, где установлены БПИ-2, начинают в день установки БПИ-2 и далее с периодичностью в 6 месяцев.

После срабатывания одной из пластин-индикаторов на данном КИП измерительные работы производятся через каждые 2 месяца.

Д.2.6 Срабатывание каждой из существующих индикаторных пластин позволяет качественно оценивать среднюю скорость коррозии нефтепровода по формуле:

$$\overline{V}_{ок} = \frac{365\delta_{III}}{t_k}, \text{ мм/год} \quad (Д6)$$

где:

$\overline{V}_{ок}$ - средняя остаточная скорость коррозии в месте установки БПИ за период времени, до проведения контрольного замера (до «срабатывания» пластины-индикатора);

δ_{III} - толщина сработавшей пластины-индикатора, мм;

t_k - число суток от момента установки блока индикаторов до первой фиксации разрушения индикаторов, сут.

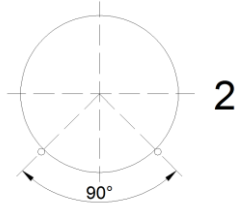
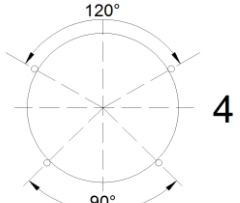
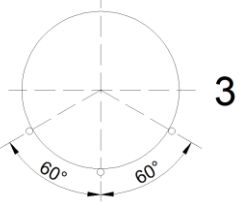
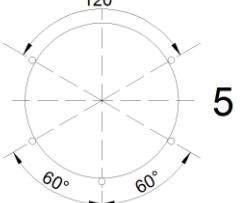
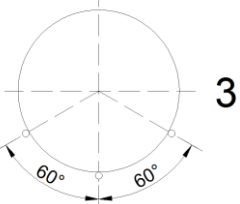
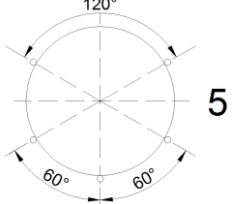
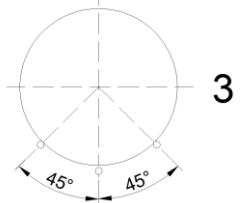
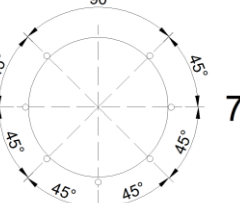
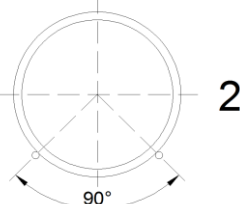
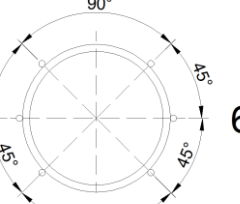
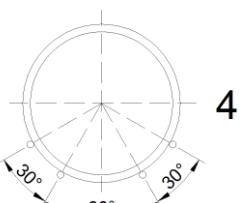
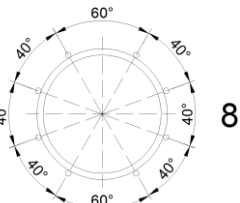
Примечание. При срабатывании более одной пластины в расчете принимается δ_{III} пластины, имеющей большую толщину.

Д.2.7 При срабатывании всех пластин-индикаторов в тех случаях, когда осуществлялась ЭХЗ с помощью протекторов стержневого типа, установленных в зазоре между трубопроводом и футляром, необходима замена протекторов. В случаях отсутствия средств ЭХЗ следует предусмотреть (при наличии технической возможности) установку протекторов в зазоре между трубопроводом и футляром.

Приложение Е

(рекомендуемое)

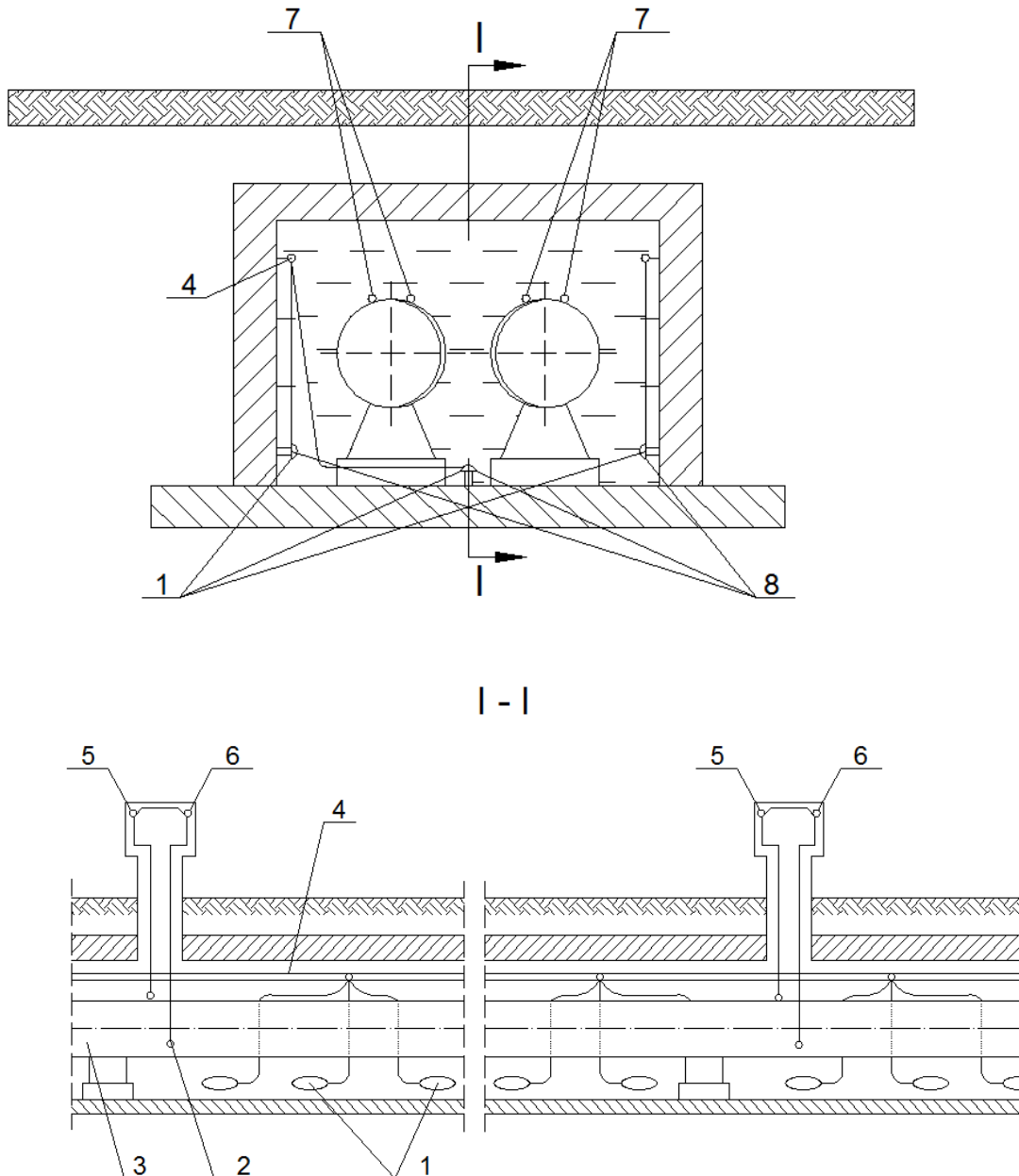
Схемы размещения стержневых магневых протекторов на поверхности трубопровода

Дн, мм	Количество протекторов		Примечание
	При затоплении трубопровода до осевой линии	При полном затоплении трубопровода	
426 530			На поверхности трубопровода с защитным диэлектрическим покрытием
630 720			
530			На поверхности трубопровода без защитного покрытия
630 720			
530 630			На поверхности теплоизоляционной конструкции трубопровода без защитного покрытия
720 820			

Приложение Ж

(рекомендуемое)

Схема размещения протекторов в тепловом канале



1 – магниевые протекторы; *2* – вспомогательный электрод; *3* – трубопровод;
4 – распределительный кабель; *5* – КИП; *6* – электроперемычка; *7* – магниевые протекторы стержневого типа; *8* – диэлектрические опоры

Приложение 3

(рекомендуемое)

Расчет силы тока одиночного протектора

Расчет силы тока одиночного протектора выполняют по следующему алгоритму.

Выполняется расчет переходного сопротивления одиночного протектора

$$R = R_p + R_{пол} \quad (31)$$

где: R_p - сопротивление растеканию одиночного протектора, Ом; $R_{пол}$ - поляризационное сопротивление протектора, Ом (см. рис. 31).

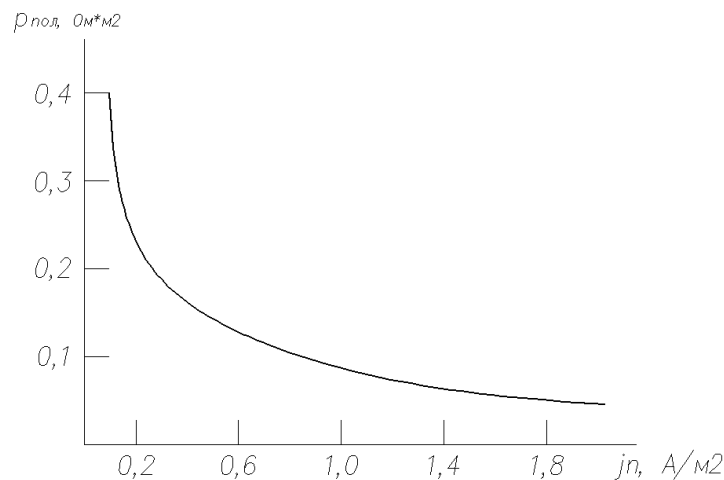


Рис.3.1. Зависимость поляризационного сопротивления ($\rho_{пол}$) протектора от анодной плотности тока (j_n)

Для горизонтального установленного протектора с активатором:

$$R_p = \frac{\rho_r}{2\pi l a} \left(\ln \frac{2la}{da} + \ln \frac{la + \sqrt{la^2 + 16h^2}}{4h} + \frac{\rho_a}{\rho_r} \ln \frac{da}{dэ} \right) \quad (32)$$

где ρ_r - удельное электросопротивление электролита (грунта или воды) на участке, на котором установлен протектор, Ом*м; ρ_a - удельное электросопротивление активатора (наибольшее значение ρ_a 5 Ом*м); la - высота столба активатора, м; da - диаметр комплектного протектора, м; $dэ$ - эквивалентный диаметр гальванического анода, м; h - глубина установки протектора (расстояние от поверхности электролита до середины протектора).

Для горизонтально установленного протектора без активатора:

$$R_p = \frac{\rho_r}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \ln \frac{l^2 + \sqrt{l^2 + 16h^2}}{4h} \right) \quad (33)$$

где l - длина протектора, м.

При горизонтальной закладке протекторов без активатора небольшой длины ($l < h$)

$$R_p = \frac{\rho_r}{2\pi l} \ln \frac{2l}{d} \quad (33)$$

В случае протяженного горизонтального протектора, когда $l > 12h$,

$$R_p = \frac{\rho_r}{2\pi l} \ln \frac{l}{\sqrt{d\Delta h}} \quad (34)$$

Сопrotивление растеканию магниевых протекторов типа ПМ-5У, ПМ-10У, ПМ-20У, может быть рассчитано по эмпирической формуле

$$R_p = A\rho_r + B,$$

где A – коэффициент, зависящий от размеров протектора и глубины его установки; B – коэффициент, зависящий от размеров протектора и удельного сопротивления активатора. Значение этих коэффициентов приведены в таблице 1.

Таблица 31

Тип протектора	A	B
ПМ-5У	0,56	0,24
ПМ-10У	0,47	0,18
ПМ-20У	0,4	0,15

Таблица 32

Тип протектора	Удельное сопротивление электролита, Ом*м									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
ПМ-5У	5,84	11,44	17,04	22,64	28,24	33,84	39,44	45,04	50,64	56,24
ПМ-10У	4,88	9,58	14,28	18,98	23,68	28,38	33,08	37,78	42,48	47,18
ПМ-20У	4,15	8,15	12,15	16,15	20,15	24,15	28,15	32,15	36,15	40,15

Сила тока в цепи одиночный протектор – трубопровод определяется по формуле:

$$I_p = \frac{U_p - U_e}{R_p + R_{пол}} \quad (35)$$

где U_p - электродный потенциал протектора, В; U_e - естественный (стационарный) потенциал трубопровода.

В случае отсутствия данных для магниевого протектора и стального трубопровода разность потенциалов в числителе формулы 35 принимается равной 1 В. Расчет по приведенной формуле ведется методом последовательных приближений. Сначала определяют силу тока в цепи только по сопротивлению растекания анода, пренебрегая поляризационным сопротивлением. Затем найденное значение силы тока переводят в его плотность относя к площади рабочей поверхности анода. По полученному значению из рис. 31 находят соответствующее значение поляризационного сопротивления протектора в Ом м², которое потом переводят в $R_{пол}$ делением также на величину рабочей поверхности анода. Затем проводят повторный расчет по формуле 35 уже с использованием полученного значения поляризационного сопротивления в Ом, получая более точное значение силы тока в цепи одиночный протектор – трубопровод.

Приложение И (рекомендуемое)

Требования к протяженным анодным заземлениям кабельного типа из токопроводящих эластомеров

И.1 Требования к конструкции.

И.1.1 Принципиальная конструкция протяженных электродов анодных заземлений установок катодной защиты должна представлять собой гибкий линейный цилиндрический электрод кабельного тока, состоящий из одной или нескольких коаксиальных оболочек из малорастворимого токопроводящего материала, внутри которых вдоль центральной оси конструкции размещен металлический высокопроводящий сердечник, выполняющий функцию токопровода.

И.1.2 Токопроводящий материал, выполненный в виде эластомерной матрицы, наполненный токопроводящими компонентами, должен иметь постоянно высокий уровень адгезии с сердечником и обладать необходимой эластичностью и деформационной упругостью, обеспечивающими сохранение адгезии к сердечнику и конструктивной работоспособности электродов после завершения строительно-монтажных работ, а также в процессе транспортировки и хранения электродов.

И.1.3 Монолитный токопроводящий материал должен иметь постоянно высокую адгезию с сердечником и обладать физико-химическими характеристиками, исключающими возможность растрескивания такого материала при температурных и иных деформациях электрода в процессе строительно-монтажных работ,

транспортировки, хранения, а также при температурных изменениях среды укладки.

И.1.4 Конструктивное исполнение протяженных электродов должно иметь форму отдельных отрезков длиной до 1500 метров, обустроенных на концах элементами для обеспечения электрической коммутации в непрерывную линию необходимой протяженности и позволяющих совершать намотку таких образцов на барабан для транспортировки и хранения.

И.1.5 По конструктивному исполнению протяженные электроды должны иметь два типа исполнения: общий и универсальный.

- Протяженные электроды общего типа предназначены для применения в условиях естественного свободного отвода продуктов реакций анодного окисления (углекислого газа, в случае углеродоосновных электродов) токопроводящего материала;
- Протяженные электроды универсального типа предназначены для применения в любых естественных условиях без ограничения по свойствам среды применения.

И.1.6 Протяженные электроды общего типа, применяемые в условиях хорошего (быстрого) удаления продуктов анодных реакций от поверхности электрода, (например, хорошо аэрируемых грунтах, водных средах), могут иметь монослойную конструкцию без промышленного оснащения коксовой засыпкой при работе по защите участков протяженностью не более 1000 м.

И.1.7 Протяженные электроды общего типа, работающие по защите участков протяженностью более 1000 должны иметь двухслойную конструкцию, обеспечивающую снижение постоянной распространения тока до уровня не более 10^{-3} м⁻¹.

И.1.8 Протяженные электроды универсального типа, применяемые в любых окружающих условиях без учета степени (скорости) удаления продуктов анодных реакций от поверхности электрода (например, удаления образующегося в таком случае

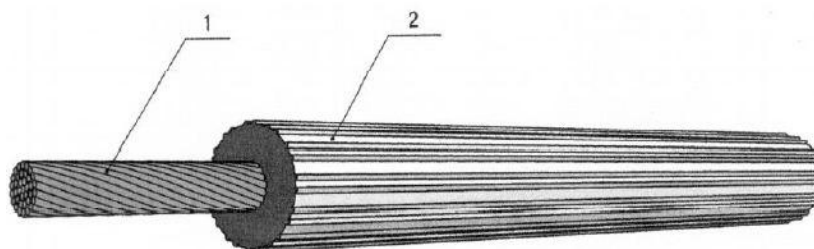
углекислого газа), должны иметь конструктивное исполнение с индустриальным оснащением коксовой засыпкой в заводской конструктивной токопроводящей упаковке.

И.1.9 Протяженные электроды универсального типа, как правило должны иметь двухслойную конструкцию, обеспечивающую снижение постоянной распространения тока до уровня не более 10^{-3} м⁻¹.

И.1.10 Окончательный выбор требований к конструкции протяженных электродов и типу анодного заземления для их использования обосновывается расчетом.

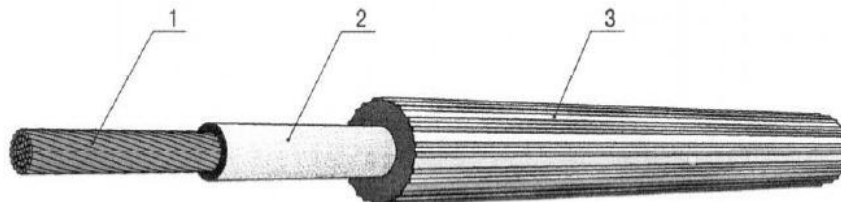
И.1.11 По конструктивному исполнению и назначению следует различать следующие группы протяженных электродов:

- электроды протяженные общего типа монослойные (Рис. И1);
- электроды протяженные общего типа многослойные (Рис. И2);
- электроды протяженные универсального типа комплектные в заводской коксовой упаковке (Рис. И3).



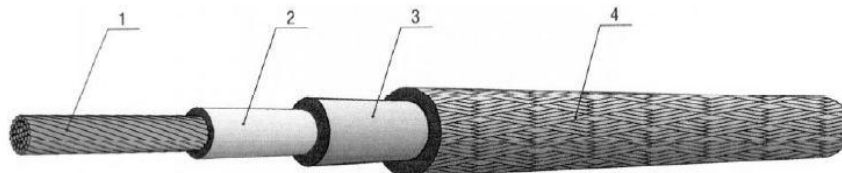
1 - медный или стальной токопровод; 2 – рабочая оболочка из электропроводного эластомера с удельным объемным электросопротивлением в диапазоне 0,5-5,0 Ом*м.

Рис.И.1. Принципиальная конструкция монослойного протяженного электрода.



1 - медный или стальной токопровод; 2 – токозадающая оболочка из электропроводного эластомера с удельным объемным электросопротивлением в диапазоне 0,5-3000 Ом*м; 3 – рабочая оболочка из электропроводного эластомера с удельным объемным электросопротивлением в диапазоне 0,5-5,0 Ом*м.

Рис.И.2. Принципиальная конструкция многослойного протяженного электрода.



1 - медный или стальной токопровод; 2 – токозадающая оболочка из электропроводного эластомера с удельным объемным электросопротивлением в диапазоне 0,5-3000 Ом*м; 3 – коксовая оболочка; 4 – чехол из углеродного материала, покрытого электропроводным эластомером.

Рис.И.3. Принципиальная конструкция многослойного протяженного электрода.

И.1.12 Совокупность конструктивных и связанных с ними иных технических требований к протяженным электродам разного типа, реализованных индустриально, приведена в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Требуемые технические характеристики	Тип и конструкция электрода			
		монослойные электроды общего типа	многослойные электроды общего типа	монослойные электроды универсального типа	многослойные электроды универсального типа
1.	Число рабочих оболочек	1	2	1(2)	2
2.	Сечение токопровода, мм ²	не менее 25-50 мм ² (по меди) или не менее 65 мм ² (по стали латунированной)			
3.	Внешний диаметр, мм	25+2; 36+2; 70+4	38+2	50+3	40+3
4.	Номинальная строительная длина, м	600-1200; 50-300	600-1200	50-900	max 200
5.	Масса, кг/м, не менее	0,95; 1,35; 5,20	1,50	2,50	1.50
6.	Эластичность, %, не менее	20,0			
7.	Продольное сопротивление, Ом/м	0,5-5,0	50-3000/0,5		0,5-3000
8.	Удельное объемное сопротивление материала, Ом/м	$(3,6-7,2) \times 10^{-4}$ (по меди) или не более $4,4 \times 10^{-3}$ (по стали)			
9.	Переходное (поперечное) сопротивление, Ом*м	0,2-2,0	10-600		0,2-600
10.	Постоянная распространения тока, м ⁻¹	$10^{-2} - 10^{-4}$			
11.	Анодная растворимость, кг/А год, не более	0,3			
12.	Номинальная плотность анодного тока, А/м (в коксовой засыпке)	0,02 (0,05); 0,05 (0,1); 0,25 (1,0)	0,05 (0,1)	0,25	0,1
13.	Срок службы в номинальном режиме, лет	Не менее 15			

И.2 Требования к материалам

И.2.1 В качестве основного малорастворимого токопроводящего материала протяженных электродов должен использоваться экологически чистый структурный, например эластомерный с углеродным наполнителем, или монолитный, например, оксид титана, проводник первого рода, естественным образом совместимый с электролитической средой, являющейся проводником второго рода.

И.2.2 Материал для токопроводящего сердечника имеет приоритет выбора по удельному сопротивлению, гибкости и механической прочности (на растяжение). В практической реализации совокупности указанных свойств преобладает использование рафинированной меди и латунированной стали.

И.2.3 Основным малорастворимый токопроводящий материал протяженных электродов должен быть практически инертен по отношению к окружающей среде и устойчив по основным характеристикам работоспособности к ее потенциальным воздействиям: температурному влиянию, коррозионному влиянию и структурно-механическому влиянию.

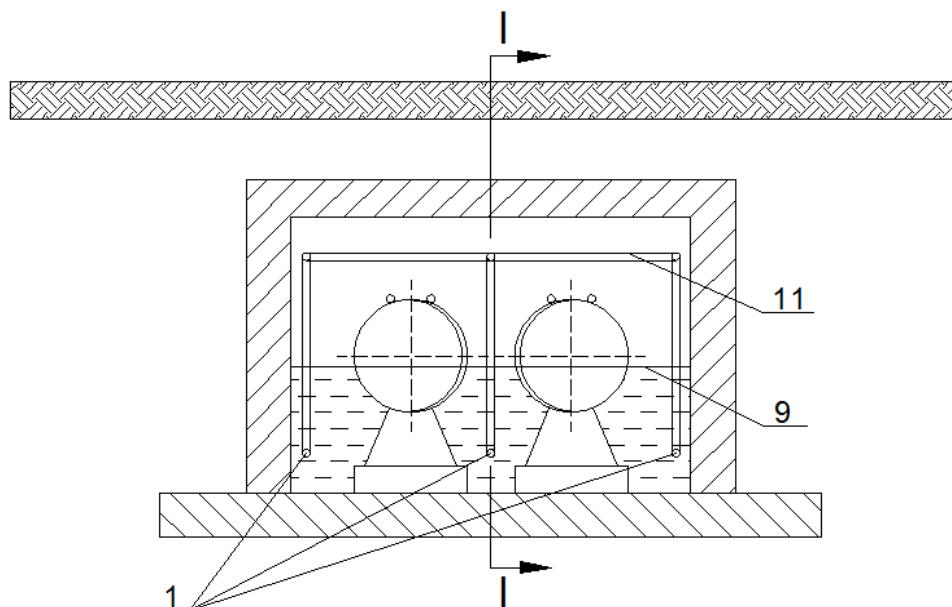
И.2.4 Устойчиво стабильными материалами для малорастворимой токопроводящей основы протяженных электродов могут служить материалы, электрической сопротивлению и эластичность которых при щелочно-кислотном воздействии и масло-бензо-керосиновом влиянии изменяется в пределах не более 10%.

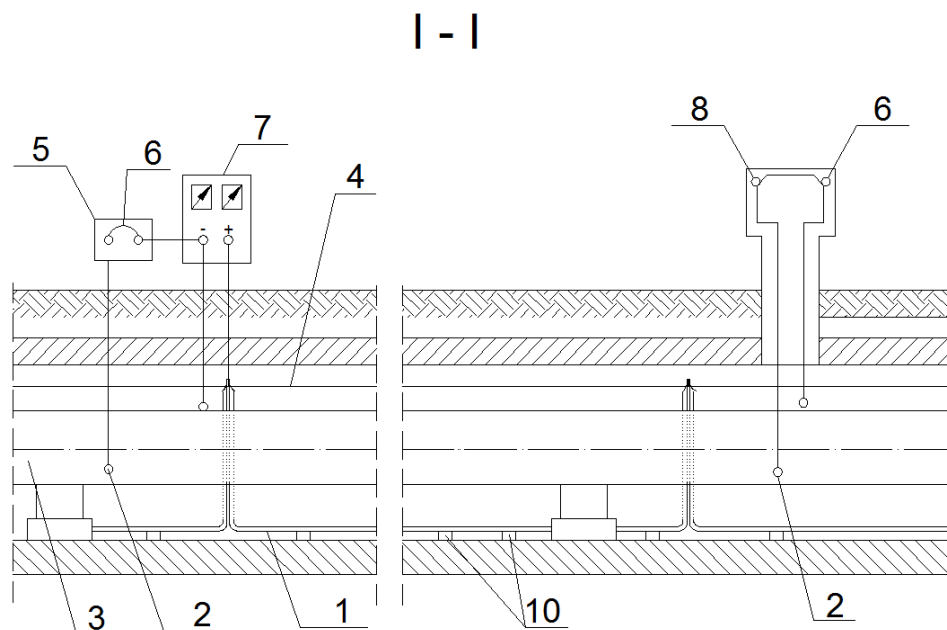
И.3 Требования к работоспособности.

И.3.1 Эксплуатационные электрические характеристики протяженных электродов должны сохраняться в условиях воздействия окружающей среды при:

- температуре от минус 50° С до плюс 40° С;
- изменении показателя рН электролитической среды в диапазоне от 3 до 11 единиц;
- повышения содержания солей в электролитической среде до уровня 4г/кг среды.

И.4. Схемы размещения протяженных анодных заземлений при ЭХЗ трубопровода тепловых сетей.





1 – электроды АЗ; *2* – вспомогательные электроды; *3* – трубопровод; *4* – распределительный кабель; *5* – КИП у станции катодной защиты (СКЗ); *6* – электроперемычка; *7* – СКЗ (преобразователь); *8* – КИП; *9* – уровень затопления канала; *10* – диэлектрические опоры; *11* – электроперемычка между электродами АЗ

Рис.И.4. Принципиальная схема размещения протяженного анодного заземления при ЭХЗ трубопровода в тепловом канале.

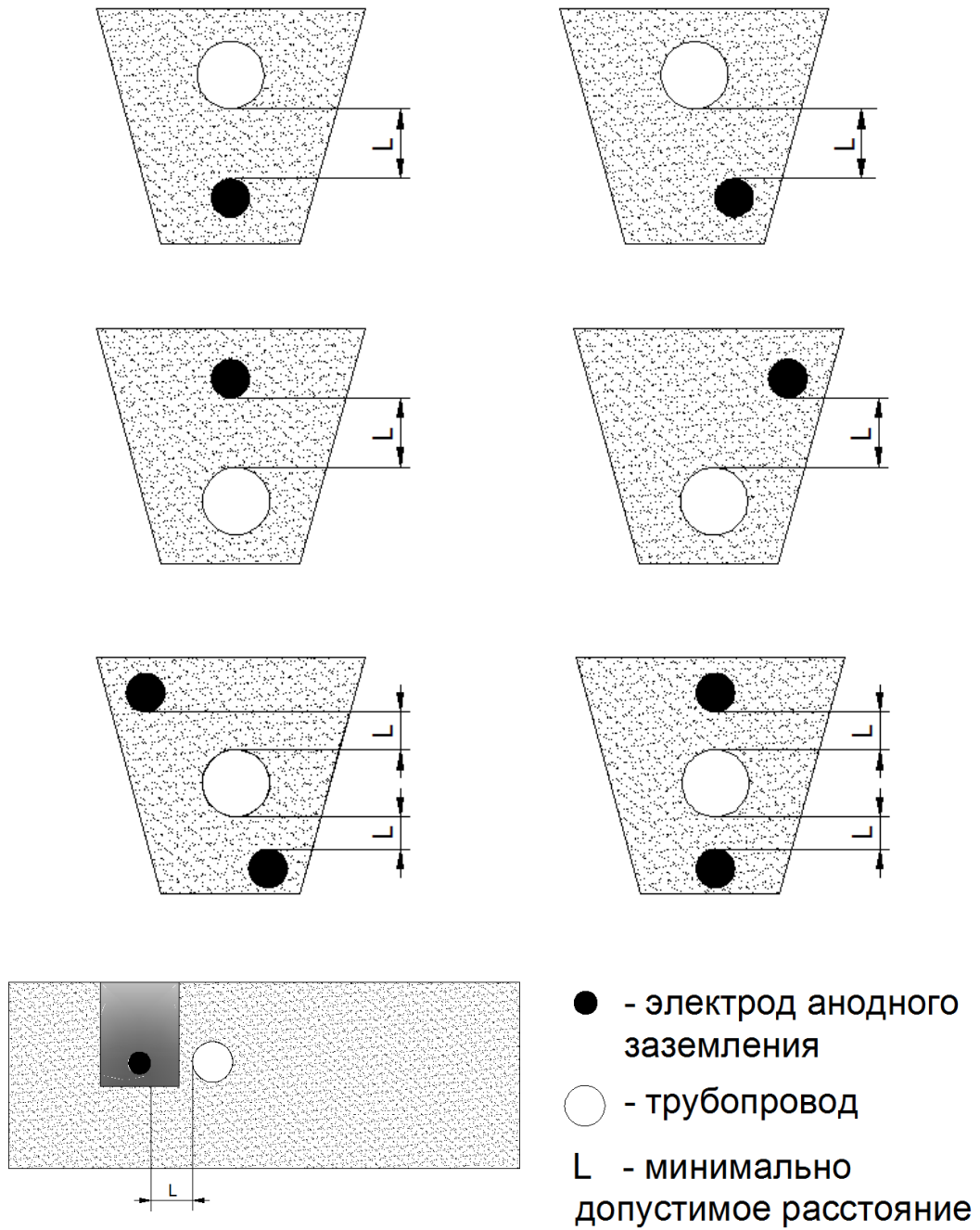


Рис.И.5. Принципиальная схема размещения протяженного анодного заземления при ЭХЗ трубопровода бесканальной прокладки.

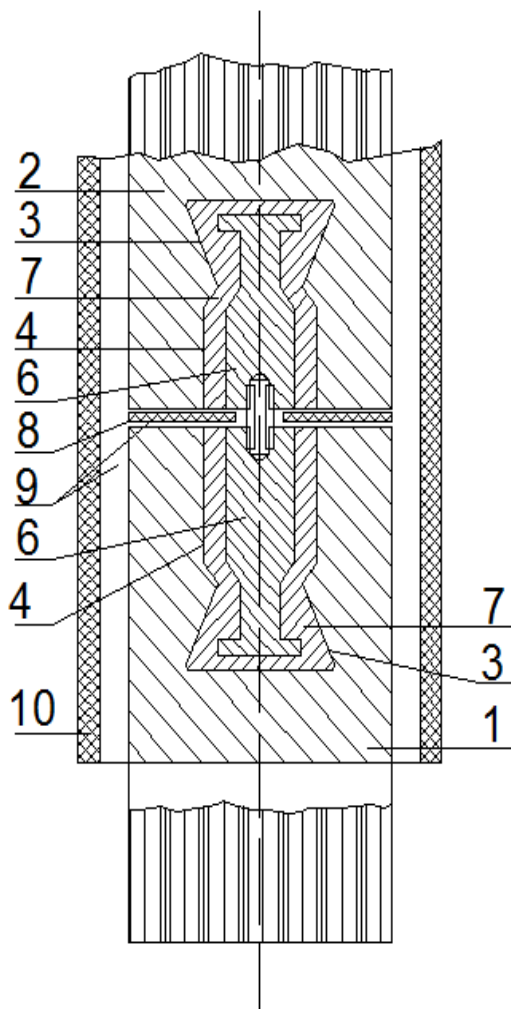
Требования к железокремнистым анодам (ферросицидам)

И.4 Требования к конструкции.

И.4.1 Анодный заземлитель представляет собой электрод, выполненный из коррозионностойкого железокремнистого сплава (ферросицида) и снабженный питающим кабелем. Электроды заземлителя имеют стержневую форму и представляют собой отливку круглого сечения. Диаметр одного электрода, как правило, принимается равным 50-75 мм, длина электрода до 1500 мм. Количество анодных заземлителей в заземлении, расстояние между ними, способ расположения анодов определяются проектом катодной защиты.

И.4.2 Крепление токоввода внутри анода, заключается в заливке провода (кабеля), предварительно установленного в отверстии на торце анода, легкоплавким сплавом с последующей герметизацией отверстия и изоляцией узла присоединения. Также применяются термоусадочные муфты.

И.4.3 Ферросилидодовые аноды не поддаются сварке, поэтому там, где по требованиям эксплуатации необходимы аноды длиной более 1500 мм, прибегают к соединению анодов встык. Пример подобного соединения показан на рис. И6.



1,2 — железокремнистые электроды; 3, 4 — глухие отверстия; 5 — стальная шпилька; 6 — стальные вкладыши; 7 — свинец; 8 — фторопластовая прокладка; 9 — эпоксидная смола ЭД-16; 10 — липкая лента.

Рис. И.6. Герметизация и изоляция электродов встык.

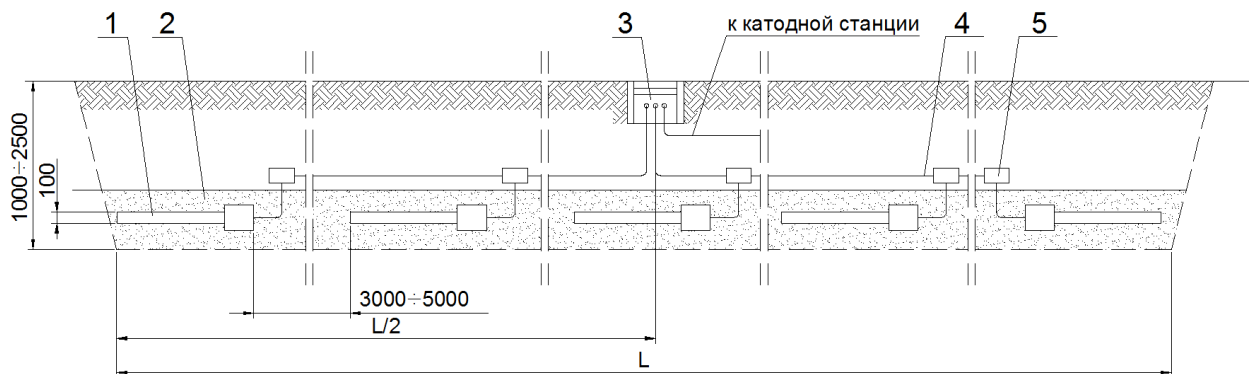
И.5 Требования к работоспособности.

И.5.1 Основные характеристики железокремнистых анодов:

- максимальный рабочий ток на 1 электрод - не более 5 А;
- средний ресурс Ампер/лет – от 30-ти до 70-ти;
- масса заземлителей – от 10 до 35 кг;
- анодная растворимость сплава в зависимости от среды и плотности тока – от 0,1 до 0,5 кг/А в год.

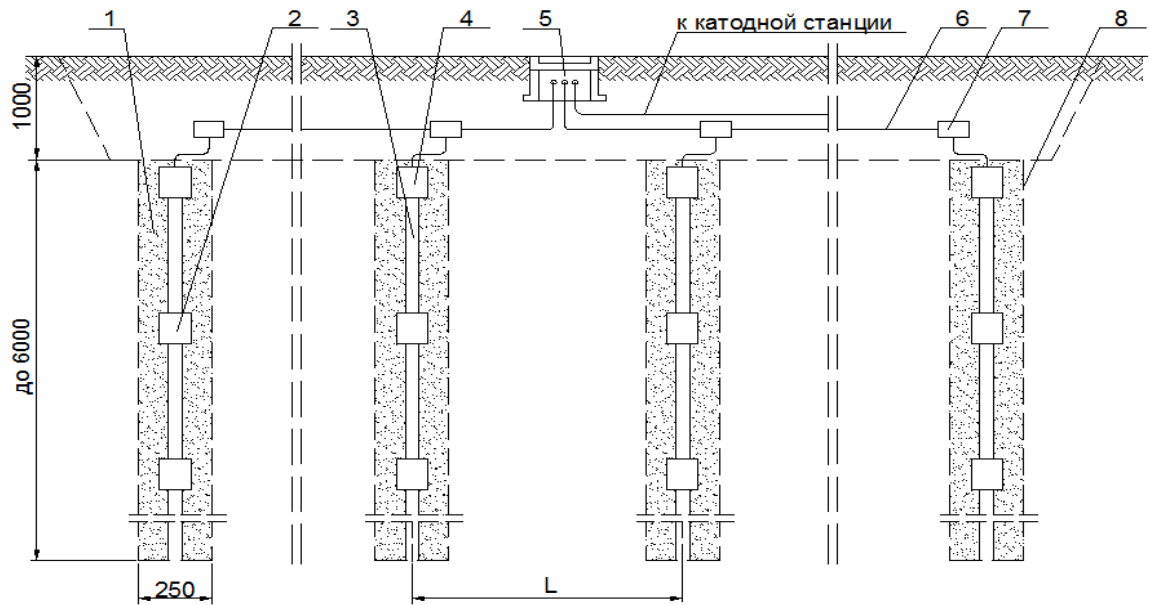
И.5.2 Специфические свойства ферросилидового литья — низкая механическая прочность и высокая хрупкость обуславливают определенные требования к их транспортировке. При погрузочных работах и монтаже необходимо очень осторожное обращение с анодами, нельзя бросать их и допускать резких ударов. Транспортировку анодов рекомендуется осуществлять в упакованном виде.

И.6 Схемы размещения **железокремнистых анодов** при ЭХЗ трубопровода тепловых сетей бесканальной прокладки (схемы канальной прокладки см. приложение Н настоящего стандарта).



- 1 — железокремнистый электрод; 2 — коксовая мелочь; 3 — контактное устройство; 4 — кабель;
5 — соединительный фитинг.

Рис. И.7. Поверхностное анодное заземление с горизонтальным размещением железокремнистых электродов.



1 — коксовая мелочь; 2 — изоляционное соединение встык; 3 — железо-кремнистый электрод; 4 — токоввод с кабельным выводом; 5 — контактное устройство; 5 — кабель АВРГ 1X10 (ГОСТ 433—58); 7 — соединительный фитинг; 8 — буровая скважина.

Рис. И.8. Поверхностное анодное заземление с вертикальным размещением железокремнистых электродов.

Приложение К

(рекомендуемое)

Расчет параметров ЭХЗ одиночного трубопровода бесканальной прокладки

К.1 Расчет электрических характеристик трубопровода бесканальной прокладки

Исходные данные для расчета:

D – наружный диаметр трубопровода, мм,

δ_T – среднее значение толщины стенки трубопровода, мм;

R_{uz} – сопротивление изоляции, Ом·м²;

ρ_T – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

h_T – глубина укладки трубопровода, м;

L – длина защитной зоны УКЗ, м;

t – срок эксплуатации трубопровода, год.

Рассчитываемые электрические характеристики трубопровода :

Продольное сопротивление (r_T), Ом/м:

$$r_T = \frac{\rho_T}{\pi(D - \delta_T)\delta_T} \quad (K1);$$

Сопротивление растеканию трубопровода (R_p), Ом м:

$$R_p = \frac{\rho_T}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot \pi \cdot R_p}{D \cdot h_T \cdot r_T} \quad (K2);$$

Переходное сопротивление трубопровода (R_{II}), Ом м:

$$R_{II} = \frac{R_{uz}}{\pi \cdot D} + R_p \quad (K3);$$

Волновое сопротивление трубопровода (z_B), Ом:

$$z_B = \sqrt{R_{II} \cdot r_T} \quad (K4);$$

Постоянная распространения тока вдоль сооружения (α), м⁻¹:

$$\alpha = \sqrt{\frac{r_T}{R_{II}}} \quad (K5);$$

Входное сопротивление трубопровода (z_{BX}), Ом:

$$z_{BX} = 0,5 \cdot z_B \cdot \operatorname{cth}(\alpha \cdot L) \quad (K6).$$

К.2 Расчет катодной защиты с протяженным анодом (ПА)

Продольное сопротивление ПА (r_A), Ом/м:

$$r_A = \frac{\rho_A}{0,8d_{AC}^2} \quad (K7)$$

где ρ_A – удельное сопротивление металла сердечника ПА, $Ом \cdot мм^2 / м$ (для меди – $0,018 Ом \cdot мм^2 / м$);

d_{AC} – диаметр токопроводящего металлического сердечника ПА, мм.

Переходное сопротивление ПА (R_A), Ом*м:

$$R_A = R_{АП} + R_{AP} \quad (K8)$$

где $R_{АП}$ – поперечное сопротивление, Ом*м;

R_{AP} – сопротивление растеканию, Ом*м.

Поперечное сопротивление ПА ($R_{АП}$), Ом*м:

$$R_{АП} = R_{АП1} + R_{АП2} + \dots = \sum_{i=1}^n R_{АПi} \quad (K9)$$

где n – количество слоев с различным сопротивлением в ПА, Ом*м.

Сопротивление растеканию ПА (R_{AP}) расположенного на расстоянии $a \geq 5Dy$ от трубопровода, Ом*м:

$$R_{AP} = 3\rho_r \quad (K10)$$

Константа растекания защитного тока ПА (α_A), 1/м:

$$\alpha_A = \sqrt{\frac{r_A}{R_A}} \quad (K11)$$

Волновое сопротивление ПА (Z_{AB}), Ом:

$$z_{AB} = \sqrt{r_A \cdot R_A} \quad (K12)$$

Входное сопротивление ПА (Z_A), Ом:

$$z_A = 0,5 \cdot z_{AB} \cdot \text{cth} \alpha_A \cdot 0,5 \cdot L_A \quad (K13)$$

где L_A – общая длина рабочего заземления ПА, м.

Константа затухания потенциала системы трубопровод и ПА (α_C), 1/м:

$$\alpha_C = \sqrt{\alpha_A \cdot \alpha_T} \quad (K14)$$

Входное сопротивление системы (z_C), Ом:

$$z_C = z_A + z_{BX} \quad (K15)$$

Минимально необходимая величина наложенного потенциала в конце зоны защиты ($\Delta\varphi_l$), В:

$$\Delta\varphi_l = |\varphi_{\min}| - |\varphi_E| \quad (K16)$$

где φ_{\min} – минимально необходимая величина суммарного защитного потенциала трубопровода;

φ_E – естественный потенциал свободной коррозии защищаемого участка трубопровода в координате $x = l$, l – длина плеча зоны защиты единичной УКЗ.

Максимально допустимая величина наложенного потенциала в точке дренажа УКЗ ($\Delta\varphi_0$), В:

$$\Delta\varphi_0 = |\varphi_{\max}| - |\varphi_E| \quad (K17)$$

где φ_{\max} – предельно допустимая максимальная величина суммарного защитного потенциала трубопровода.

Расчет зоны защитного действия УКЗ с ПА, м:

$$L_{33_ПА} = \frac{2}{\alpha_C} \operatorname{ArCh} \frac{\Delta\varphi_0}{\Delta\varphi_l} \quad (\text{K18})$$

Расчет общего тока защиты ($I_{УКЗ_ПА}$), А:

$$I_{УКЗ_ПА} = \frac{\kappa_C n \Delta\varphi_0}{\alpha_C R_T} \quad (\text{K19})$$

К.3 Расчет катодной защиты с сосредоточным анодом (СА)

Протяженность зоны защиты единичной катодной станции с сосредоточенным анодом определяется по формуле ($L_{33_ТА}$), м:

$$L_{33_СА} = \frac{2}{\alpha} \cdot \ln \frac{4 \cdot \pi \cdot y \cdot z_B \cdot U_{\max}}{U_{\min} \cdot (2 \cdot \pi \cdot y \cdot z_B + \rho_3)} \quad (\text{K20})$$

y – кратчайшее расстояние от трубопровода до заземления, м;

ρ_3 – удельное сопротивление земли в поле токов катодной защиты, Ом*м.

$$y = \frac{\exp\left(\frac{0,056 + 0,26 \cdot \rho_3 + 0,0014 \cdot \rho_3^2}{1 + 0,11 \cdot \rho_3 + 0,00039 \cdot \rho_3^2}\right)}{z_{BX}} \quad (\text{K21})$$

Сила тока в цепи катодной установки с точечным анодом ($I_{УКЗ_СА}$) на начальный и конечный момент эксплуатации, А:

$$I_{УКЗ_СА} = \frac{\Delta\varphi_0}{(\rho_3/2 \cdot \pi \cdot y) + 0,5 \cdot z_B} \quad (\text{K22})$$

Тип преобразователя для СКЗ выбирается с таким расчетом, чтобы допустимое значение напряжения было на 30% выше расчетного.

Приложение Л

(рекомендуемое)

Рекомендации по определению расчетным методом параметров ЭХЗ вновь сооружаемых и реконструируемых тепловых сетей канальной и бесканальной прокладок при совместной защите подземных сооружений различного назначения

Л.1 При определении параметров ЭХЗ за основной расчетный параметр принимается средняя плотность защитного тока, представляющая собой отношение значения тока защитной установки к суммарной поверхности трубопроводов, защищаемых данной установкой.

Л.2 Исходными данными для расчета параметров катодной защиты являются технические характеристики (диаметр, протяженность) защищаемых подземных сооружений, а также удельное электрическое сопротивление грунта по трассе вновь сооружаемых тепловых сетей.

Л.3 Площадь поверхности (m^2) каждого из трубопроводов, которые имеют между собой соединения, обеспечивающие электрический контакт, либо соединяемые специальными перемычками, определяется по формуле:

$$S = \pi \sum_{i=1}^n d_i l_i \cdot 10^{-3}, \quad (Л1)$$

где d_i – диаметр трубопровода, мм;

l_i – длина участка трубопровода, имеющего диаметр d_i , м.

По формуле (Л1) определяют площади поверхности трубопроводов тепловых сетей, проложенных в каналах, $S_{\text{теп}}$, газопроводов $S_{\text{г}}$, водопроводов $S_{\text{в}}$. Поверхность трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки суммируется с поверхностью водопроводов, поэтому здесь и ниже величина $S_{\text{теп}}$ относится к действующим трубопроводам тепловых сетей канальной прокладки.

Суммарная площадь поверхности всех совместно защищаемых трубопроводов, в т.ч. вновь сооружаемых (или реконструируемых трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки), электрически связанных между собой, равна:

$$\sum S = S_{\text{теп}} + S_{\text{г}} + S_{\text{в}}, \quad (Л2)$$

Л.4 Доля площади поверхности каждого из трубопроводов в общей массе подземных сооружений, %, определяется по формулам:

трубопроводов тепловых сетей

$$c = \frac{S_{\text{теп}}}{\sum S} 100; \quad (Л3)$$

водопроводов

$$v = \frac{S_{\text{в}}}{\sum S} 100; \quad (Л4)$$

газопроводов

$$g = \frac{S_{\text{г}}}{\sum S} 100; \quad (Л5)$$

Л.5 Площадь поверхности каждого из сооружений, приходящаяся на единицу поверхности территории (зоны защиты), $m^2/\text{га}$, определяется по формулам:

трубопроводов тепловых сетей

$$f = \frac{S_{\text{тер}}}{S_{\text{тер}}} ; \quad (\text{Л16})$$

газопроводов

$$d = \frac{S_{\text{г}}}{S_{\text{тер}}} ; \quad (\text{Л17})$$

водопроводов

$$e = \frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{тер}}} , \quad (\text{Л18})$$

где $S_{\text{тер}}$ – площадь территории, занимаемой защищаемыми сооружениями, га.

Л.6 Средняя плотность тока, необходимая для защиты трубопроводов, определяется по формуле:

$$j = 30 - (100b + 128c + 34d + 3e + 0,6f + 5\rho)10^{-3}, \text{ мА/м}^2 \quad (\text{Л19})$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м.

Л.7 Если значение средней плотности защитного тока, полученное по формуле (Л19), менее 10 мА, то в дальнейших расчетах следует принимать $j = 10 \text{ мА/м}^2$.

Л.8 Значение суммарного защитного тока, который необходим для обеспечения катодной поляризации подземных сооружений, расположенных в данной зоне, равно:

$$I_{\text{защ}} = 1,3j\sum S, \text{ А} \quad (\text{Л10})$$

Л.9 Выбор способа ЭХЗ производится из условий наличия опасности коррозии вновь сооружаемых трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки и смежных сооружений. При прокладке тепловых сетей в грунтах высокой коррозионной агрессивности и при значительном удалении от рельсовой сети электрифицированного транспорта, работающего на постоянном токе (более 200 м), ЭХЗ целесообразно осуществлять с помощью преобразователей для катодной защиты.

Число преобразователей определяется из соотношения:

$$n = I_{\text{защ}}/I_{\text{пр}}, \quad (\text{Л11})$$

где $I_{\text{защ}}$ – значение тока защиты, найденное по формуле (10);

$I_{\text{пр}}$ – номинальное значение выходного тока преобразователя, А.

При определении числа преобразователей следует учитывать условия оптимального размещения анодных заземлителей (наличие площадок, удобных для размещения заземлителей), наличие источников питания и т.д.

Л.10 После размещения преобразователей на совмещенном плане необходимо произвести расчет зоны действия каждого из них.

Радиус действия преобразователя определяют по формуле:

$$R = 60\sqrt{I_{\text{пр}}/jK}, \text{ м}, \quad (\text{Л12})$$

где $I_{\text{пр}}$ – ток преобразователя, для которого определяется радиус действия, А;

j – плотность защитного тока, А/м²;

K – удельная плотность подземных сооружений

$$K = \frac{\sum S}{S_{\text{тер}}} . \quad (\text{Л13})$$

Л.11 Если площади окружностей, радиусы которых соответствуют радиусам действия преобразователей (Л12), а центры находятся в точках размещения АЗ, не охватывают всей необходимой зоны защиты, следует изменить либо места расположения катодных установок, либо значения их токов защиты и вновь выполнить проверку, указанную в п. Л.9.

Л.12 Тип преобразователя для катодной установки выбирается с таким расчетом, чтобы допустимое значение напряжения было на 30% выше расчетного.

Л.13 В случаях сближения подземных трубопроводов с рельсовой сетью электрифицированных железных дорог, работающих на постоянном токе (на участках с устойчивыми отрицательными потенциалами рельсов относительно земли), или с рельсовой сетью трамвая (имеющей устойчивый отрицательный или знакопеременный потенциал), применяется усиленный автоматический электродренаж.

Л.14 Радиус действия одного усиленного дренажа может быть ориентировочно определен по формуле:

$$R = 60\sqrt{I_{др} / jK}, \text{ м}, \quad (\text{Л14})$$

где $I_{др}$ – среднее значение тока усиленного дренажа, А;

j – плотность защитного тока, А/м²;

K – удельная плотность подземных сооружений, определяемая по формуле (13).

Л.15 Ток электродренажа определяется по формуле:

$$I_{др} = \frac{U_{др}}{R_{каб} + 0,05}, \text{ А}, \quad (\text{Л15})$$

где $U_{др}$ – номинальное напряжение на выходе дренажной установки, В;

$R_{каб}$ – сопротивление дренажного кабеля, Ом;

0,05 – входное сопротивление защищаемых трубопроводов, Ом.

Л.16 Участки трубопроводов за пределами радиуса действия усиленного дренажа защищаются с помощью преобразователей для катодной защиты.

Приложение М

(рекомендуемое)

Расчет сопротивления кабеля установки дренажной защиты

М.1 Значение сопротивление кабеля $R_{\text{дк}}$ (Ом) электродренажа может быть определено по формуле:

$$R_{\text{дк}} = [\Delta U_{\text{т-р}} - (I_{\text{д}}^0 \cdot R_{\text{ду}})] / I_{\text{д}}^0, \quad (\text{M1})$$

где $\Delta U_{\text{т-р}}$ – средняя величина разности потенциалов между точками присоединения дренажа к трубопроводам тепловой сети и рельсам за время опытного дренирования, В;

$I_{\text{д}}^0$ – среднее значение дренажного тока за время опытного дренирования, А;

$R_{\text{ду}}$ – сопротивление дренажного устройства, определяемое по вольтамперной характеристике (с включением 20-30% сопротивления дренажного реостата), Ом.

Сечение дренажного кабеля (мм^2) определяется по формуле:

$$S = \rho L / R_{\text{дк}}, \quad (\text{M2})$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление металла токопроводящих жил кабеля, Ом·мм²/мм;

L – общая длина дренажного кабеля, м.

М.2 Значение сопротивления дренажного кабеля при усиленном электродренаже может быть определено по формуле:

$$R_{\text{дк}} = R_{\text{дк}}^0 - [(U_{\text{уд}}^0 - U_{\text{уд}}) / I_{\text{уд}}^0], \quad (\text{M3})$$

где $R_{\text{дк}}^0$ – сопротивление дренажного кабеля при опытном дренировании, Ом;

$I_{\text{уд}}^0$ – среднее значение тока усиленного дренажа при опытном дренировании, А;

$U_{\text{уд}}^0$ – напряжение на зажимах усиленного дренажа при опытном дренировании, В;

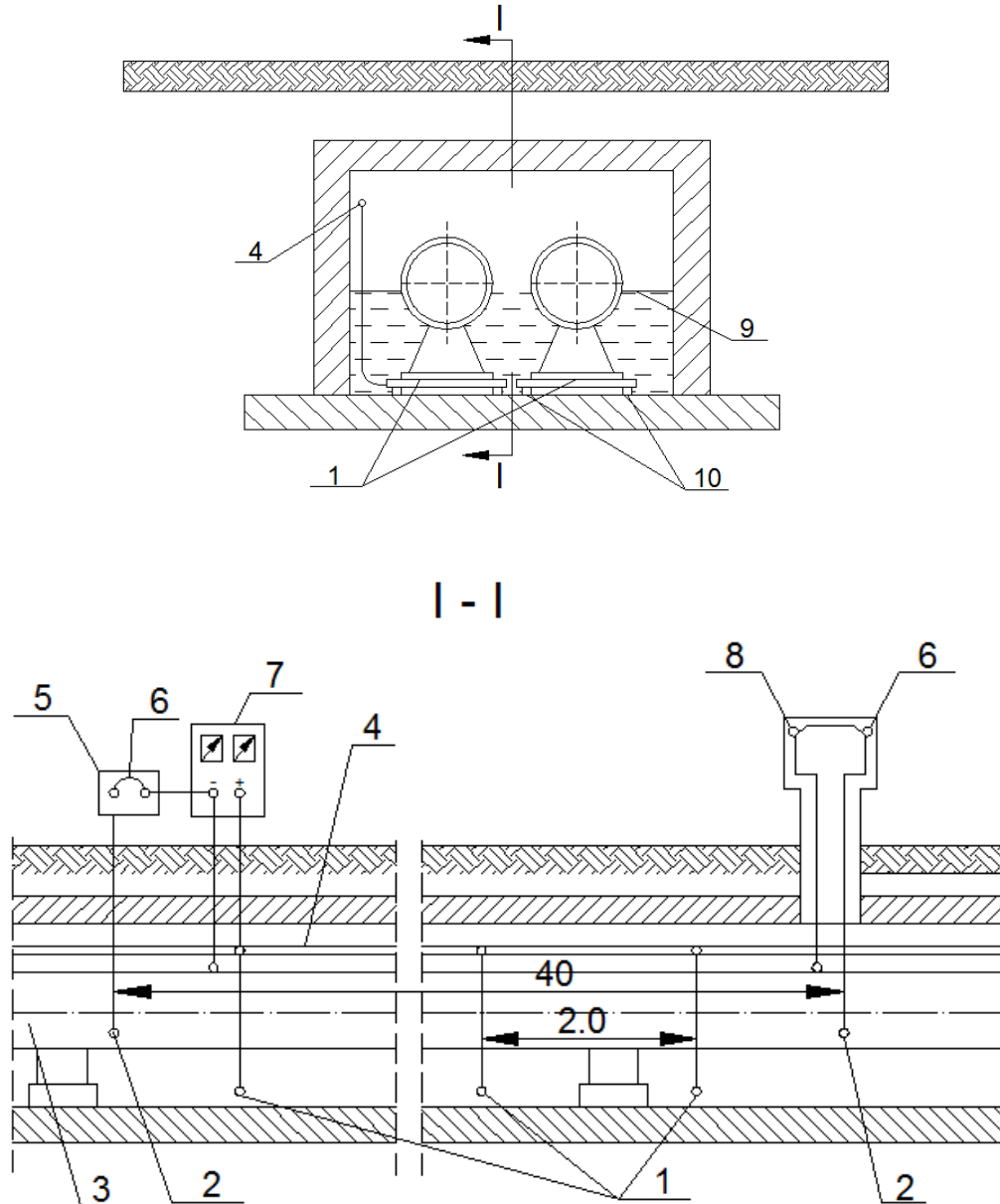
$U_{\text{уд}}$ – напряжение на зажимах усиленного дренажа (принимается равным 6 или 12 В в зависимости от требуемой мощности дренажа), В.

Для наиболее экономически выгодного соотношения капитальных и эксплуатационных затрат определяется оптимальное значение сопротивления дренажного кабеля, которое не должно быть выше значения $R_{\text{дк}}$, рассчитанного по формуле (М.1).

Приложение Н

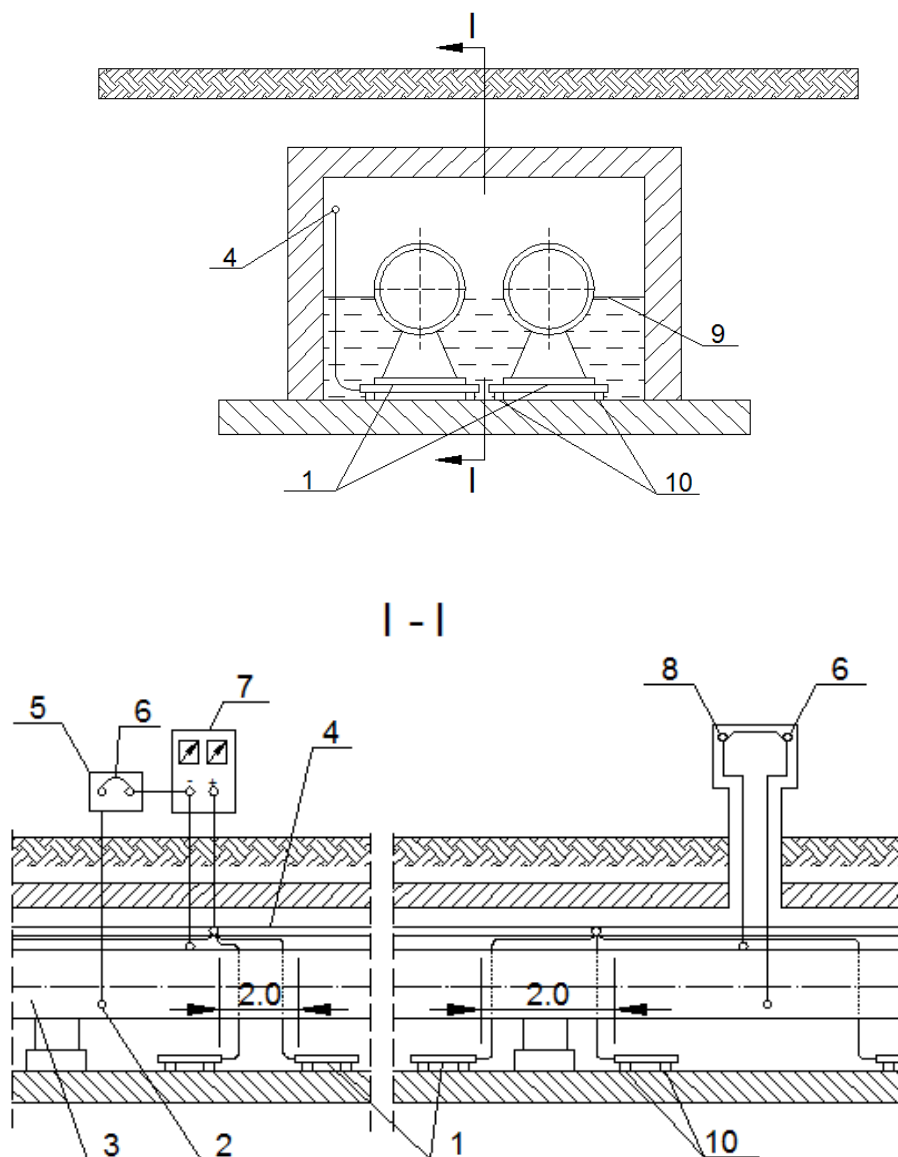
(рекомендуемое)

Схема размещения в тепловом канале стержневых анодных заземлителей



1 – электроды АЗ стержневого типа; 2 – вспомогательные электроды; 3 – трубопровод;
 4 – распределительный кабель; 5 – КИП у станции катодной защиты; 6 – электроперемычка; 7 – станция
 катодной защиты (преобразователь); 8 – КИП; 9 – уровень затопления канала;
 10 – диэлектрические опоры.

Рис.Н.1. Схема размещения в тепловом канале распределенных анодных заземлителей стержневого типа, расположенных перпендикулярно оси трубопроводов



*1 – электроды АЗ стержневого типа; 2 – вспомогательный электрод; 3 – трубопровод;
4 – распределительный кабель; 5 – КИП у станции катодной защиты; 6 – электроперемычка; 7 –
станция катодной защиты (преобразователь); 8 – КИП; 9 – уровень затопления канала; 10 –
диэлектрические опоры.*

Рис.Н.2. Схема размещения в тепловом канале распределенных анодных заземлителей стержневого типа, укладываемых вдоль канала.

Приложение О

(рекомендуемое)

Определение параметров ЭХЗ трубопровода канальной прокладки с использованием распределенных анодов

О.1 Значение требуемого тока защиты $I_{\text{защ}}$ (А) на участке тепловой сети, подлежащем ЭХЗ, может быть получено исходя из значения общей поверхности трубопроводов, контактирующей с водой (грунтом) в канале.

При расчете общей поверхности трубопроводов, подлежащих защите, должен учитываться максимально возможный на данном объекте уровень затопления (заноса грунтом) канала.

$$I_{\text{защ}} = 1,25jS = 1,25j\pi D_n L K, \text{ А}, \quad (\text{O1})$$

где j – требуемая плотность тока, А/м²;

S – суммарная поверхность подающего и обратного трубопроводов, подверженных затоплению (заносу грунтом), м²;

D_n – наружный диаметр трубопроводов, м;

L – длина трубопроводов на участке затопления (заноса грунтом) в однетрубном исчислении, м;

K – коэффициент, учитывающий максимально возможную глубину погружения в воду (грунт) трубопроводов (от нижней образующей трубы до уровня затопления или заноса грунтом). Например, при полном затоплении трубопровода K принимается равным 1, при затопления до оси трубопровода $K = 0,5$.

Требуемая плотность тока защиты должна быть не ниже значений, принимаемых при ЭХЗ стальных непокрытых (без защитных покрытий) поверхностей во влажных грунтах, т.е. $j \geq 0,05$ А/м².

О.2 Количество электродов n анодного заземлителя при использовании электродов стержневого типа рассчитывается по формуле:

$$n = I_{\text{защ}}/i, \quad (\text{O2})$$

где i – допустимая токовая нагрузка на один электрод, А.

О.3 Расстояние l между электродами штыревого типа определяется из соотношения

$$l = L/2n, \text{ м} \quad (\text{O3})$$

При ЭХЗ тепловых сетей диаметром более 700 мм при наличии двух труб в канале, уложенных на одном уровне, устанавливается два электрода в одну линию. В этом случае количество стержневых электродов n уменьшается в два раза.

Расстояние l определяется опытным путем (рекомендуемое расстояние - 2,0 м.)

О.4 Напряжение (В) постоянного тока на выходе преобразователя (выпрямителя) для катодной защиты приближенно определяется по формуле:

$$U_{\text{вых}} = I_{\text{защ}} R_{\text{аз}}, \quad (\text{O4})$$

где $R_{\text{аз}}$ – сопротивление растеканию тока с анодного заземлителя, Ом.

Значение $U_{\text{вых}}$ не должно превышать 12 В. В случае получения больших значений необходимо снижение $R_{\text{аз}}$ путем увеличения количества электродов анодного заземлителя.

О.5 Сопротивление (Ом) растеканию тока с горизонтального электрода анодного заземлителя, расположенного на дне канала, рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{эл}} = [\rho/(\pi \cdot a)] \ln(2a/d), \text{ Ом} \quad (\text{O5})$$

где ρ - удельное электрическое сопротивление грунта (воды), Ом·м (значение ρ определяется из отобранной пробы грунта (воды) на участке тепловой сети, подлежащем ЭХЗ);

a – длина электрода анодного заземлителя, м;

d – диаметр электрода, м.

В тех случаях, когда два электрода штыревого типа в анодном заземлителе устанавливаются в одну линию, длина электрода " a " удваивается.

О.6 Сопротивление растеканию тока со всего анодного заземлителя определяется по формуле:

$$R_{аз} = (R_{эл}/n)F, \text{ Ом} \quad (O6)$$

где F – коэффициент взаимовлияния;

n – количество электродов в анодном заземлителе (уменьшается в два раза при установке двух электродов в одну линию).

$$F = 1 + [\rho/(\pi l R_{эл})]L_n(0,6n), \quad (O7)$$

где l – расстояние между смежными электродами (или группами электродов), м.

Если два электрода устанавливаются в одну линию, то n равно половине от общего количества электродов в заземлителе.

О.7 Количество линий заземлителя определяется из условий требуемого тока защиты и допустимой токовой нагрузки электрода, определяемой его производителем. При ЭХЗ тепловых сетей диаметром до 300 мм может быть применена одна линия электрода, прокладываемая по дну канала между трубопроводами. При больших диаметрах труб прокладывается не менее двух линий электродов заземлителя. При прокладке электродов АЗ вдоль оси трубопроводов определение $R_{аз}$ не требуется. При использовании для АЗ электродов кабельного типа из токопроводящих эластомеров расстояния между контактными устройствами на АЗ не должны превышать 100 м, при использовании стальных труб – не более 150 м. При наличии одного контактного устройства длины электродов от контактного устройства до конца электродов кабельного типа или труб соответственно не должны превышать 50 м и 70 м.

О.8 Параметры преобразователей для катодной защиты определяются из условий токовой нагрузки, равной $1,3I_{защ}$ при напряжении на выходе преобразования $U_{вых} \leq 12$ В.

Приложение П

(обязательное)

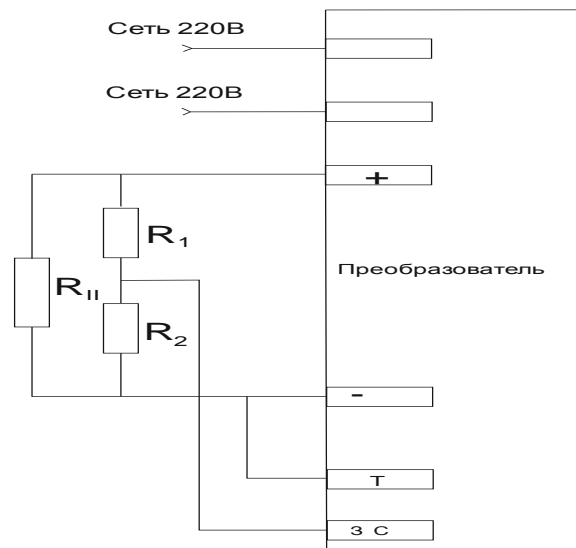
Методика проверки работоспособности преобразователей тока

Проверка работоспособности и надежности преобразователей различных типов проводится согласно схеме (рис П1). В качестве нагрузки могут быть использованы проволочные или ленточные сопротивления, в частности, намотанные на изолированную трубу, соответствующие номинальным параметрам испытываемого преобразователя. В режиме ручного управления проверяются следующие параметры всех преобразователей: возможность установки номинальных выходных параметров, диапазон регулирования выходного напряжения, значение которого должно меняться в паспортных пределах.

При номинальном напряжении устанавливаются номинальный ток и производится трехкратное отключение и включение питающего напряжения, затем проверяется работоспособность преобразователя при работе в номинальном режиме. Время испытаний должно быть не менее суммы времени установления стабильной температуры внутри преобразователя или наиболее нагретого ее элемента плюс 1 ч.

Указанные выше испытания проводятся на обоих ступенях выходного напряжения преобразователя.

Затем автоматические преобразователи переводятся в режим автоматического поддержания разности потенциалов между трубопроводом и электродом сравнения. Согласно схеме к преобразователю подключается делитель напряжения на резисторах. Поочередно устанавливается заданная разность потенциалов 0,8; 2,0 и 3,5 В и измеряется разность потенциалов на клеммах блока управления. Измерения производятся прибором с входным сопротивлением не менее 200 кОм/В. Разница между значениями измеряемой и заданной разности потенциалов не должна превышать указанных в паспорте значений.



Номинальное выходное напряжение, В	R_1 , кОм $\pm 10\%$	R_2 , кОм $\pm 10\%$
24	6,2	1,5
48	13	1,5

Рис.П.1 Схема проверки работы преобразователя в ручном и автоматическом режимах.

Приложение Р

(рекомендуемое)

Состав и формы приема-сдаточной документации по ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей

После завершения строительно-монтажных работ в полном объеме строительные организации передают Заказчикам для организации выполнения наладочных работ следующую документацию:

Проект со всеми согласованиями отступлений от него, допущенных в ходе строительно-монтажных работ	1 экз.
Исполнительные чертежи масштаб 1:500 на кальке с отметкой о приемке их в геофонд	1 экз.
и в копиях	3 экз.
Журнал авторского и технического надзора	1 экз.
Справки от смежных организаций о выполнении работ в полном объеме, если такие работы были предусмотрены проектами	1 экз.
Технические паспорта на преобразователи, дренажные устройства и сертификаты качества предприятий-изготовителей на гальванические аноды (протекторы), анодные заземлители, медно-сульфатные электроды сравнения и др. комплектующие изделия	1 экз.
Акты приемки электромонтажных работ	1 экз.
Акты приемки контактных устройств, электроперемычек, контрольных пунктов	1 экз.
Акты приемки скрытых работ	1 экз.
Акты проверки сопротивления растеканию контуров анодных заземлений	1 экз.
Протоколы измерений сопротивления изоляции кабелей	1 экз.
Протоколы измерений сопротивления петли "фаза-ноль" или сопротивления защитного заземления	2 экз.
Акты предустановочного контроля преобразователей	1 экз.
Акты пневматических и электрических (заводских) испытаний изолирующих фланцев	1 экз.
Акты приемки установленных изолирующих соединений	1 экз.
Справки о выполненном благоустройстве территорий, на которых производились строительно-монтажные работы, от владельцев этих территорий	1 экз.

Указанная документация по поручению Заказчиков может передаваться сразу непосредственно эксплуатационным организациям в случаях, когда наладочные работы будут выполняться этими организациями.

АКТ
приемки строительного-монтажных работ

"___" _____ 200__ г.

_____ (регион)

По адресу _____.

Работы выполнены по проекту _____
(наименование организации и № проекта)

Мы, нижеподписавшиеся:

От Заказчика _____
(должность, фамилия)

От эксплуатирующей организации _____
(должность, фамилия)

От строительной организации _____
(должность, фамилия)

От технического надзора _____
(должность, фамилия)

От проектной организации _____
(должность, фамилия)

составили настоящий акт в том, что _____
_____ выполнены в соответствии с проектом.

Комиссии были предъявлены следующие узлы строительного-монтажных работ:

1. Кабельные прокладки

а) кабель от преобразователя до АЗ марки _____ уложен в траншее на глубине _____ м,
длиной _____ м и защищен _____

_____ (покрыт кирпичом, в трубах и т.д.)

По стене здания _____
(способ прокладки, марка кабеля и длина)

В подвале здания _____
(способ прокладки, марка кабеля и длина)

б) кабель от преобразователя до КУ марки _____ уложен в траншее на глубине _____ м,
длиной _____ м и защищен _____

_____ (покрыт кирпичом, в трубах и т.д.)

По стене здания _____
(способ прокладки, марка кабеля и длина)

В подвале здания _____
(способ прокладки, марка кабеля и длина)

2. Анодное заземление

Выполнено по чертежу _____

а) электроды заземления выполнены из _____
(материал, профиль, сечение)

длиной _____ м, в количестве _____ шт. _____
(с обсыпкой или без обсыпки)

б) внутренний электрод выполнен из _____
(материал, профиль, сечение)

_____ (наличие активатора или обсыпки)

в) общее сопротивление растеканию _____

3. Контактные устройства

а) КУ на _____ выполнено из _____
(вид сооружения)

_____ (материал, сечение, профиль)

По чертежу № _____. Контакт с защищаемым сооружением осуществлен путем _____

Антикоррозионное покрытие на защищаемом сооружении _____

б) КУ на _____ выполнено из _____
(вид сооружения)

По чертежу № _____ (материал, сечение, профиль). Контакт с защищаемым сооружением осуществлен путем _____

Антикоррозионное покрытие на защищаемом сооружении _____

4. Электромонтажные работы

1. Установка _____ питается от сети переменного тока напряжением _____ В, размещена _____

(место, метод крепления)

2. Электропроводка переменного тока выполнена _____

(марка, сечение, длина кабеля, провод)

Монтаж проводки осуществлен _____

(по фасаду, в подвале, в земле и т.д.)

Место подключения _____

Устройство учета эл. энергии _____

3. Отключающее устройство выполнено _____

4. Защитное заземление выполнено по чертежу № _____

5. Сопротивление растекания защ. заземления _____

6. Электромонтажные работы выполнены в соответствии с актом приемки и сдачи электромонтажных работ _____

5. Прочие устройства _____

6. Замечания по строительно-монтажным работам _____

Подписи:

От Заказчика _____

От эксплуатирующей организации _____

От строительной организации _____

От технического надзора _____

От проектной организации _____

АКТ
приемки и сдачи электромонтажных работ

_____ " ____ " _____ 200 ____ г.
(регион)

Заказчик _____

Объект _____

Комиссия в составе:

От Заказчика _____
(должность, фамилия)

От электромонтажной организации _____
(должность, фамилия)

От эксплуатационной организации _____

(должность, фамилия)

Произведена проверка и осмотр выполненных работ по _____

1. К сдаче предъявлено _____

2. Электромонтажные работы выполнены по проекту, разработанному и согласованному с
Территориальным Управлением "Госэнергонадзора" и "Энергосбыта" _____

3. Отступление от проекта _____

4. Электромонтажные работы выполнены (оценка) _____

5. Оставшиеся недоделки _____

не препятствуют нормальной эксплуатации и подлежат устранению электромонтажной организацией до

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:Электрооборудование, перечисленное в п. № 1 настоящего акта, считать принятым в нормальную
эксплуатацию после пуско-наладочных работ.

К акту прилагается:

1. Протокол измерения сопротивления изоляции кабелей.
2. Протокол измерения полного сопротивления петли "Фаза-О".
3. Протокол проверки наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами
электрооборудования.
4. Протокол измерения сопротивления растекания тока заземляющих устройств.

СДАЛ: _____

ПРИНЯЛ _____

АКТ**приемки в эксплуатацию контактных устройств, потенциалуравнивающих перемычек и
контрольно-измерительных пунктов**

(ненужное зачеркнуть)

г. _____

"___" _____ 200__ г.

Комиссия в составе представителей:

От строительной организации _____

(должность, фамилия)

От технического надзора _____

(должность, фамилия)

От эксплуатационной организации _____

(должность, фамилия)

произвела осмотр и проверку выполненных работ _____

по адресу _____

на трубопроводе _____

Работы выполнены по проекту _____

В соответствии с типовым чертежом _____

Глубина залегания трубопровода _____

КУ, ПТ, КИП оборудован _____

(электродом сравнения)

Привязки указаны на исполнительном чертеже _____

Подписи:

От строительной организации _____

От технического надзора _____

Заключение об исправности сдаваемого сооружения:

эксплуатационная организация, проводящая проверку _____

проверка производилась методом _____

с помощью прибора _____

результат проверки _____

Должность, Ф.И.О.

Печать

" ____ " _____ 200 ____ г.

Подпись

АКТ**гидравлических и электрических испытаний изолирующих фланцев с условным проходом*****Dy* - _____**

Испытания изолирующего фланцевого соединения на прочность и плотность

" ____ " _____ 200 ____ г. проведено гидравлическое испытание изолирующего фланцевого соединения (№ _____) на прочность и плотность давлением _____ МПа с выдержкой 10 мин. с последующим осмотром и измерением падения давления по манометру.

При осмотре дефектов, утечек и видимого падения давления по манометру не обнаружено.

Изолирующее фланцевое соединение испытание на прочность и плотность выдержало.

Производитель работ _____

(должность, Ф.И.О., подпись)

Представитель ОТК _____

(должность, Ф.И.О., подпись)

Электрические испытания изолирующего фланцевого соединения

(действительны в течение 3-х месяцев)

" ____ " _____ 200 ____ г. проведены электрические испытания изолирующего фланцевого соединения (№ _____).

При испытании в сухом помещении мегомметром типа М-1101 при напряжении 1 кВ короткое замыкание не зафиксировано.

Измеренное сопротивление изолирующего фланцевого соединения _____

Изолирующее фланцевое соединение электрические испытания выдержало.

После установки фланца на трубопровод тепловой сети вызвать представителя эксплуатационной организации для приемки.

Производитель работ _____

(должность, Ф.И.О., подпись)

Представитель ОТК _____

(должность, Ф.И.О., подпись)

Справка

О приемке изолирующего соединения _____ шт.

по _____
(адрес)
Произведена проверка исправности электроизолирующего соединения по вызову от _____
(наименование организации)

Предприятие - изготовитель _____

Установка изолирующего соединения выполнена по проекту № _____
(наименование проектной организации)

Проверка производилась методом _____
с помощью прибора _____

При приемке представлены следующие документы:
а) акты гидравлических и электрических испытаний;
б) эскиз трубопровода.

Результаты проверки _____

Заключение _____

Представитель эксплуатационной организации
Должность _____ Подпись _____
(Ф.И.О.)

" ____ " _____ 200 ____ г.

АКТ

приемки строительно-монтажных работ гальванической (протекторной) защиты

_____ " ____ " _____ 200 ____ г.
(регион)

Работы по защите _____
(наименование сооружения)

по адресу _____ выполнялись по проекту № _____
(наименование организации, обозначение проекта)

Мы, нижеподписавшиеся:

От Заказчика _____
(должность, фамилия)

От эксплуатирующей организации _____
(должность, фамилия)

От строительной организации _____
(должность, фамилия)

От технического надзора _____
(должность, фамилия)

От проектной организации _____
(должность, фамилия)

составили настоящий акт в том, что _____

_____ выполнены в соответствии с проектом. Комиссии
были предъявлены следующие узлы строительно-монтажных работ:

1. Гальванические аноды (протекторы)

а) типа _____ длиной _____ мм, массой _____ кг в количестве _____ шт.,
установлены группами по _____ шт. в каждой. Общее количество групп _____;

б) расстояние между гальваническими анодами (протекторами) в группах _____ м.

Расстояние между гальваническими анодами (протекторами) и защищаемым сооружением:

СТО НОСТРОЙ 2.18.116-2013

в 1-ой группе _____ м, во 2-ой группе _____ м, в 3-ей группе _____ м.

2. Кабельные прокладки

Соединительная магистраль в группах выполнена кабелем _____ сечением _____ м, длиной _____ м и защищена _____

(в трубах и т.д.)

Проводники от гальванических анодов (протекторов) к общей магистрали выполнены проводом марки _____, узлы присоединения герметизированы.

Места присоединения изолированы от стенок канала _____

(способ изоляции)

3. Контактные устройства

Контакт с _____ выполнен по типовому

(вид сооружения)

чертежу (нормали) _____

(обозначение документа)

путем _____

(сварки, болтового присоединения)

4. Прочие узлы

5. Замечания по строительно-монтажным работам

Подписи:

От Заказчика _____

От эксплуатирующей организации _____

От строительной организации _____

От технического надзора _____

От проектной организации _____

АКТ

приемки в эксплуатацию установок электрохимической защиты в районе _____

г. _____ " ____ " _____ 200 ____ г.

Комиссия в составе представителей:

От Заказчика _____
(должность, фамилия)

От строительной организации _____
(должность, фамилия)

От эксплуатационной организации _____
(должность, фамилия)

От проектной организации _____
(должность, фамилия)

От технического надзора _____
(должность, фамилия)

От Госэнергонадзора _____
(должность, фамилия)

Ознакомившись с технической документацией, установила следующее:

1. Установки ЭХЗ построены по проекту _____

2. Техдокументация согласована со всеми заинтересованными организациями без замечаний.

3. Характеристика установок ЭХЗ _____

№ п/п	Адрес установки защиты	Тип установки защиты	Тип преобразователя	Тип блока совместной защиты	Анодное заземление	
					м	шт.

4. Параметры установок ЭХЗ

№ п/п	Ток (А)	Напряжени е (В)	Сопротивление растеканию (см)	Токи в электроперемычках и протяженность защищаемых сооружений			
				Газопровод	Водопровод	Кабели связи	Теплопровод

5. Замечания по проекту, монтажу, наладке

6. Комиссия постановила принять в эксплуатацию установки ЭХЗ с _____ года.

Подписи:

От Заказчика _____

От строительной организации _____

От эксплуатационной организации _____

От проектной организации _____

От технического надзора _____

От Госэнергонадзора _____

Библиография

- [1] Градостроительный кодекс Российской Федерации
- [2] Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ О техническом регулировании
- [3] Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
- [4] Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов
- [5] ИСО 8044:1999 Коррозия металлов и сплавов. Общие термины и определения
- [6] ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды
- [7] ПОТ Р М-007-98 Межотраслевые правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов
- [8] ПОТ Р М-008-99 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта
- [9] РД 153-34.0-20.518-2003 Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии
- [10] РД 34.20.325 Методические указания по стендовым испытаниям антикоррозионных покрытий для подземных теплопроводов (МУ 34-70-151-86)

- [11] РД 153-39.4-091-01 Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии
- [12] РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТ Р М-016-2001)
- [13] СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту.

Ключевые слова: организация строительного производства, тепловые сети, защита от коррозии, электрохимическая защита, изоляционные покрытия