



**САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ НЕКОММЕРЧЕСКОЕ  
ПАРТНЕРСТВО СТРОИТЕЛЬНЫХ КОМПАНИЙ  
«МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЙ СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС»  
Стандарт организации**

---

**ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ  
Защита от коррозии. Технические требования,  
правила и контроль выполнения работ**

**СТО СПО НП «МСК» 1.11 - 2013г.**

---

**Общество с ограниченной ответственностью  
«Трансэнергострой»**

**Москва 2013**

## Предисловие

- |                                    |  |
|------------------------------------|--|
| 1 РАЗРАБОТАН                       | Обществом с ограниченной ответственностью<br>«Трансэнергострой»      |
| 2 ПРЕДСТАВЛЕН<br>НА УТВЕРЖДЕНИЕ    | Правлением СРО НП «МСК»  |
| 3 УТВЕРЖДЕН И<br>ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ | Протоколом общего собрания СРО НА «МСК»<br>№ 14 от 14 февраля 2013г. |
| 4 ВВЕДЕН<br>(или ВЗАМЕН)           | ВПЕРВЫЕ  |

© Саморегулируемая организация Некоммерческое партнерство  
строительных компаний «Межрегиональный строительный комплекс», 2013

*Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с  
действующим законодательством*

## Содержание

Предисловие.....	II
Введение.....	VI
ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	7
1 Область применения .....	7
2 Нормативные ссылки.....	7
3 Термины и определения .....	11
4 Обозначения и сокращения.....	11
5 Общие положения .....	12
6 Требования к противокоррозионным изоляционным покрытиям .....	17
6.1 Допустимые конструкции изоляционных покрытий трубопроводов тепловых сетей .....	17
6.2 Требования к основным физико-химическим свойствам противокоррозионных изоляционных покрытий .....	18
6.3 Правила выбора противокоррозионного покрытия в зависимости от условий эксплуатации трубопровода.....	20
6.4 Требования к нанесению, контролю качества и ремонту противокоррозионных покрытий .....	24
7 Требования к электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей .....	29
7.1 Критерии защищенности трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии .....	30
7.2 Требования к исходным данным для выбора метода электрохимической защиты наружной поверхности вновь строящихся или реконструируемых трубопроводов тепловых сетей.....	31
7.3 Контроль коррозионного состояния трубопровода и эффективности средств ЭХЗ .....	34
7.4 Требования к протекторной защите .....	36
7.5 Требования к станциям катодной и дренажной защиты, применяемым на трубопроводах тепловых сетей.....	38
7.6 Требования к анодным заземлителям установок катодной защиты.....	42

7.7 Определение параметров системы ЭХЗ вновь сооружаемых и реконструируемых трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок .....	43
7.8 Определение параметров системы ЭХЗ действующих трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок .....	45
8 Правила проведения строительного-монтажных, пусконаладочных и ремонтных работ .....	52
8.1 Организация производства строительного-монтажных работ по электрохимической защите .....	52
8.2 Монтаж установок электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей .....	57
8.3 Пусконаладочные работы по электрохимической защите .....	60
8.4 Ремонт систем электрохимической защиты .....	63
9 Требования к контролю коррозионного состояния наружной поверхности трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации .....	64
10 Техника безопасности выполнения работ .....	68
Приложение А .....	72
Приложение Б .....	87
Приложение В .....	90
Приложение Г .....	94
Приложение Д .....	96
Приложение Е .....	102
Приложение Ж .....	103
Приложение З .....	104
Приложение И .....	106
Приложение К .....	114
Приложение Л .....	117
Приложение М .....	120
Приложение Н .....	121
Приложение О .....	123
Приложение П .....	125

Приложение Р .....	127
Приложение С.....	135
Приложение Т.....	137
Библиография .....	139

## Введение

Настоящий стандарт 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.

Авторский коллектив: *к.х.н. Вьюницкий И.В., д.т.н. Притула В.В., Фомин А.В., Комаров М.А., Тюрин С.В., Артемьева С.А, Кривцов К.В., Стерелюхина Д.З.* (все ООО «Трансэнергострой»), *Мальцева Л.П.* (СРО НП «МСК»).

СТАНДАРТ САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ  
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО СТРОИТЕЛЬНЫХ КОМПАНИЙ  
«МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЙ СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС»

---

**ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**  
**Защита от коррозии. Технические требования,**  
**правила и контроль выполнения работ**

The organization of building production. General requirements  
Technical requirements, control and procedure of work arrangement.

---

## **1 Область применения**

1.1 Стандарт распространяется на трубопроводы тепловых сетей, транспортирующие горячую воду с температурой до 200°C и давлением до 2,5 МПа включительно, водяной пар с температурой до 440°C и давлением до 6,3 МПа.

1.2 Стандарт устанавливает технические требования по защите от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей, применяющиеся на стадиях их создания, а также правила производства строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

## **2 Нормативные ссылки**

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

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

ГОСТ 5272-68. Коррозия металлов. Термины

ГОСТ Р 27.002-2009 Надежность в технике. Термины и определения  
ГОСТ 15467-79. Управление качеством продукции. Основные понятия.

Термины и определения

ГОСТ 28246-2006: Материалы лакокрасочные. Термины и определения

ГОСТ 9.008-82. Единая система защиты от коррозии и старения.

Покрyтия металлические и неметаллические неорганические. Термины и определения

ГОСТ 9.072-77. Единая система защиты от коррозии и старения.

Покрyтия лакокрасочные. Термины и определения

ГОСТ 25315-82. Контроль неразрушающий электрический. Термины и определения

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

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 6456-82 Шкурка шлифовальная бумажная. Технические условия

ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия

ГОСТ 2768-84 Ацетон технический. Технические условия (с Изменениями N 1, 2)

ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения.

Покрyтия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

ГОСТ 9.304-87 Единая система защиты от коррозии и старения.

Покрyтия газотермические. Общие требования и методы контроля

ГОСТ 6058-73 Порошок алюминиевый. Технические условия

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

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



ГОСТ 15140-78 Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии

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

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

ГОСТ Р 51694-2000 Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия

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

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

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

ГОСТ 15150-69. Исполнение для различных климатических районов

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

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

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

ИСО 8044:1999 Коррозия металлов и сплавов. Общие термины и определения

СНиП 41-02-2003 Тепловые сети

СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии

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

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 ГОСТ 9.602, ГОСТ 27.002, ГОСТ 15467, ГОСТ 28246, ГОСТ 9.008, ГОСТ 2601, ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 5272, ИСО 8044, ПБ 10-573-03, РД 153-34.0-20.518-2003, РД 34.20.325, РД 153-39.4-091-01, а так же следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

### 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;

ОТ – обратный трубопровод;

ОЭТС – организация, эксплуатирующая тепловые сети;

ПМ – протектор магниевый;

ППР – проект производства работ;

ПТ – подающий трубопровод;

СКЗ – станция катодной защиты;

ТУ - технические условия;

ЭИС – электроизолирующее соединение;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

УОЭС - удельное объемное электрическое сопротивление;

УЭС – удельное электрическое сопротивление грунта

## **5 Общие положения**

5.1 Защита стальных трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии осуществляется следующими методами:

- нанесение противокоррозионных изоляционных покрытий различных типов;
- сооружение систем электрохимической защиты.

Независимо от способа прокладки защита от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей не требуется в следующих случаях:

трубопроводы тепловых сетей, изготовленные из труб из ВЧШГ;

- трубопроводы тепловых сетей в пенополимерминеральной теплоизоляции.

5.2 Выбор метода или сочетания методов защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии осуществляется на основании:

способа прокладки тепловых сетей (подземная канальная, подземная бесканальная, надземная);

- максимальной температуры теплоносителя (за которую принимается расчетная температура сетевой воды в подающем трубопроводе по температурному графику тепловой сети, принятому для данной системы централизованного теплоснабжения);

- вида тепловой изоляции и типа теплоизоляционной конструкции;
- условий эксплуатации (для канальной прокладки - подверженность каналов затоплению, заносу грунтом, подверженность теплоизоляционной

конструкции увлажнению капельной влагой; для бесканальной прокладки - коррозионная агрессивность грунтов, опасное влияние блуждающих токов);

- текущего срока эксплуатации и типа существующих коррозионных повреждений (для действующих тепловых сетей).

Выбранные методы противокоррозионной защиты должны обеспечивать остаточную скорость наружной коррозии стальных трубопроводов тепловых сетей не более 0,03 мм/год.

5.3 Все трубопроводы тепловых сетей, независимо от способа прокладки, должны быть защищены от наружной коррозии с помощью противокоррозионных покрытий за исключением следующих случаев:

- трубопроводы тепловых сетей, проложенные с использованием теплоизоляционных конструкций из пенополиуретана и трубой-оболочкой из полиэтилена высокой плотности, оборудованных системой оперативного дистанционного контроля, сигнализирующей о повреждениях и наличии влаги в изоляции;

- трубопроводы тепловых сетей с другими видами теплоизоляционных конструкций высокой заводской готовности, не уступающих указанной выше конструкции по эксплуатационным свойствам.

На трубопроводах тепловых сетей допускается применять лакокрасочные, силикатноэмалевые, металлизационные и алюмокерамические противокоррозионные покрытия.

5.4 Для защиты трубопроводов подземной прокладки при наличии хотя бы одного из признаков опасности наружной коррозии подземных трубопроводов тепловых сетей, согласно Приложения 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.

5.5 В качестве дополнительных мер управления электрическими свойствами защищаемого объекта при электрохимической защите стальных трубопроводов тепловых сетей от коррозии блуждающими токами при подземной прокладке (в непроходных каналах или бесканальной) могут применяться следующие конструктивные решения:

- удаление трассы тепловых сетей от рельсовых путей электрифицированного транспорта и уменьшение числа пересечений с ним;
- увеличение переходного сопротивления строительных конструкций тепловых сетей путем применения электроизолирующих неподвижных и подвижных опор труб;
- увеличение продольной электропроводности трубопроводов путем установки электроперемычек на сальниковых компенсаторах и на фланцевой арматуре;
- уравнивание потенциалов между параллельными трубопроводами путем установки поперечных токопроводящих перемычек между смежными трубопроводами при применении электрохимической защиты;
- установку электроизолирующих фланцев на трубопроводах на вводе тепловой сети (или в ближайшей камере) к объектам, которые могут являться источниками блуждающих токов (трамвайное депо, тяговые подстанции, ремонтные базы и т.п.).

При применении изолирующих соединений необходимо принять меры, исключающие возникновение вредного влияния электрохимической защиты на электроизолированную часть трубопровода и сооружений, имеющих металлический контакт с ним.

5.6 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.

5.7 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.

5.8 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.

5.9 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.

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

5.11 Для трубопроводов тепловых сетей подземной прокладки, транспортирующих пар, с возможными разовыми перерывами в подаче пара продолжительностью более месяца, при наличии признаков опасности наружной коррозии, кроме защитных антикоррозионных покрытий должна предусматриваться электрохимическая защита.

5.12 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.

5.13 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.

5.16 Все конструктивные решения по защите от коррозии и средства защиты, предусмотренные и выполненные на предэксплуатационных этапах жизненного цикла трубопроводов тепловых сетей контролируют и 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 Все стальные трубопроводы тепловых сетей и элементы трубопроводов должны быть защищены от наружной коррозии с помощью защитных антикоррозионных покрытий, которые наносятся на наружную поверхность труб, за исключением случаев, отмеченных в разделе 5.1 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. Комплекс стендовых испытаний позволяет оценивать основные физико-механические, диэлектрические и прочие свойства

защитных антикоррозионных покрытий и тенденцию покрытий к старению в жестких коррозионных условиях, характерных для работы подземных тепловых сетей. С этой целью ряд показателей защитных свойств покрытий должен определяться как до начала испытаний, так и после их завершения.

6.1.5 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, что отвечает реальным условиям их нанесения в полевых условиях.

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

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

6.1.8 При применении силикатноэмалевых, металлизационных и алюмокерамических изоляционных покрытий требуется последующая антикоррозионная защита сварных соединений и элементов трубопроводов тепловых сетей лакокрасочными материалами.

## **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  $pH = 2,5$  в течение 3000 ч и щелочного раствора  $pH = 10,5$  в течение 3000 ч (для металлизационных алюминиевых покрытий при  $pH = 4,5$  и  $pH = 9,5$ );

**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 (на металлизационные покрытия и на лакокрасочные покрытия, включающие металлические наполнители и являющиеся электропроводными, не распространяется).

**сплошность** (кроме металлизационных и лакокрасочных, включающих металлические наполнители и являющихся электропроводными) – 100%;

Сплошность покрытий проверяется методом электрического неразрушающего контроля с помощью специально предназначенных для этого дефектоскопов.

Сплошность покровных силикатноэмалевых покрытий проверяется искровым дефектоскопом постоянного тока. Подаваемое напряжение должно составлять 2 кВ на 1 мм толщины покрытия.

Сплошность безгрунтовых силикатноэмалевых и лакокрасочных покрытий толщиной до 0,5 мм проверяется с помощью электроконтактных дефектоскопов типа ЛКД-1 с питанием от аккумуляторных батарей с номинальным напряжением 8,4 В. Для лакокрасочных покрытий толщиной более 0,5 мм применяется электроискровой дефектоскоп с напряжением на

щупе до 20 кВ (например, "Крона – 1р"). Напряжение на щупе дефектоскопа должно составлять 1 кВ на каждые 100 мкм покрытия соответственно.

Сплошность металлизационных покрытий определяется визуально (не должно быть участков, где отсутствует покрытие).

**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).

6.2.3 Измерение **толщины** защитных покрытий в диапазоне от 0 до 3 мм производится с помощью магнитных или ультразвуковых измерителей толщины, погрешность которых в диапазоне от 60 до 250 мкм не должна превышать  $\pm(0,2 A_x+2)$  мкм, в диапазоне от 250 мкм и более  $\pm(0,2 A_x+5)$  мкм, где  $A_x$  – номинальное значение измеряемой величины. Для измерения толщины более 3 мм следует использовать штангенциркуль с погрешностью измерений 0,05 мм.

6.2.4 Сопротивление изоляции для всех видов покрытий не должно уменьшаться более чем в 3 раза через 10 лет и более чем в 8 раз через 20 лет эксплуатации.

### **6.3 Правила выбора противокоррозионного покрытия в зависимости от условий эксплуатации трубопровода**

6.3.1 Выбор противокоррозионных покрытий для защиты от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей должен производиться в зависимости от:

- способа прокладки и назначения тепловых сетей;
- максимальной температуры теплоносителя (за которую принимается расчетная температура сетевой воды в подающем трубопроводе по температурному графику тепловой сети, принятому для данной системы теплоснабжения);
- вида тепловой изоляции и типа теплоизоляционной конструкции;
- состояния защищаемой поверхности трубопровода, возможностью применения механизированных способов очистки защищаемой поверхности и нанесения покрытия.

6.3.2 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

6.3.3 Органосиликатные защитные покрытия ОС-51-03 рекомендуются для защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов тепловых сетей (и элементов трубопроводов) при подземной прокладке в непроходных каналах для всех видов подвесной тепловой изоляции.

Органосиликатное защитное покрытие ОС-51-03 с термообработкой должно наноситься на трубы только в заводских условиях. Это покрытие

отличается повышенной термостойкостью и рекомендуется для защиты от наружной коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей при температурах теплоносителя до 180 °С.

Органосиликатное защитное покрытие ОС-51-03 с отвердителем (естественная сушка) рекомендуется для защиты от наружной коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей указанного выше способа прокладки, но при температурах теплоносителя до 150 °С. Это покрытие рекомендуется также для защиты в полевых условиях участков сварных стыковых соединений трубопроводов с защитным покрытием ОС-51-03 горячего отверждения (с термообработкой), а также элементов трубопроводов тепловых сетей. Покрытие в полевых условиях наносится кистью на предварительно очищенную в соответствии с ГОСТ 9.402 и обезжиренную поверхность металла.

6.3.4 Эпоксидное защитное покрытие ЭП-969 рекомендуется для защиты от наружной коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей (и элементов трубопроводов) при подземных прокладках в непроходных каналах для всех видов подвесной тепловой изоляции при температурах теплоносителя до 150 °С.

Эпоксидное защитное покрытие ЭП-969 должно наноситься на трубы в базовых (стационарных) условиях. На участки сварных стыковых соединений и элементы трубопроводов покрытие может наноситься в полевых условиях.

6.3.5 Кремнийорганическое покрытие КО рекомендуется для защиты от наружной коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей (и элементов трубопроводов) при подземных прокладках в непроходных каналах и любых видах подвесной тепловой изоляции при температурах теплоносителя до 150 °С.

Кремнийорганическое защитное покрытие КО должно наноситься на трубы только в заводских условиях методом электростатического напыления в закрытой камере, автоматически, без присутствия человека.

6.3.6 Комплексное защитное покрытие «Вектор» рекомендуется для защиты от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей (и элементов трубопроводов) при подземных прокладках в непроходных каналах и бесканальных прокладках для всех видов тепловой изоляции при температуре теплоносителя до 150 °С.

Комплексное защитное покрытие «Вектор» должно наноситься на трубы, как правило, в стационарных условиях на трубозаготовительных заводах, производственных базах строительно-монтажных предприятий или специально оборудованных участках. Покрытие может наноситься и в полевых условиях при защите участков сварных соединений труб, элементов трубопроводов (отводов, конусных переходов, тройников и др.), а также для устранения дефектов покрытия.

6.3.7 Силикатноэмалевые антикоррозионные покрытия отличаются наиболее высокими защитными свойствами и, главным образом, высокой термостойкостью. Эти покрытия рекомендуются для защиты от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей при любых способах прокладки и видах тепловой изоляции, в любых грунтовых условиях, для любого вида теплоносителя (вода, пар) при температурах до 300 °С.

Силикатноэмалевые защитные покрытия должны наноситься на трубы в заводских условиях на специальных эмалировочных установках.

6.3.8 Металлизационное алюминиевое покрытие (с пропиткой) рекомендуется для защиты от наружной коррозии трубопроводов и элементов трубопроводов водяных тепловых сетей при подземных прокладках в непроходных каналах и тоннелях, при надземных прокладках, а также при прокладках по стенам снаружи зданий и в технических подпольях при температуре теплоносителя до 150 °С. Покрытие может применяться со

всеми видами тепловой изоляции в подземных канальных прокладках теплоизоляционными конструкциями бесканальных прокладок при условии, если материалы, входящие в тепловую изоляцию, имеют рН не ниже 4,5 и не выше 9,5.

Металлизационное алюминиевое защитное покрытие должно наноситься на трубы в заводских условиях газотермическим методом с помощью газопламенных или электродуговых металлизационных аппаратов в два слоя, суммарная толщина которых должна составлять 0,25-0,3 мм.

6.3.9 Алюмокерамическое защитное покрытие рекомендуется для защиты от наружной коррозии трубопроводов (и элементов трубопроводов) водяных тепловых сетей при подземных прокладках в непроходных каналах и бесканальных прокладках, для всех видов тепловой изоляции и при температурах теплоносителя до 150 °С.

Покрытие может применяться также для защиты от наружной коррозии паропроводов с температурой до 300 °С.

Алюмокерамическое защитное покрытие должно наноситься на трубы только в заводских условиях методом плазменного напыления. Покрытие наносится в один слой, толщина которого должна быть не менее 0,2 мм.

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 согласно либо органосиликатной краской ОС-51-03 с отвердителем.

## **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 должен производиться контроль основных показателей их качества, подтверждаемый актом приемки (Приложение Г). Контроль качества должен включать наружный осмотр, измерение толщины покрытия, проверку сплошности и адгезии. Все обнаруженные дефекты должны быть устранены в соответствии с требованиями инструкции по ремонту (восстановлению) покрытия.

6.4.3 Качество защитного противокоррозионного покрытия линейной части трубопровода должно проверяться в полевых условиях до начала строительно-монтажных работ, а также после гидравлического испытания трубопровода на прочность и плотность и нанесения защитного покрытия на сварные стыковые соединения.

6.4.4 При нанесении защитных противокоррозионных покрытий в заводских условиях следует соблюдать требования к правилам приемки, методам контроля качества покрытий в соответствии с техническими условиями на трубы с данным видом покрытия.

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

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

6.4.7 Определение удельного объемного электрического сопротивления покрытия производится методом мокрого контакта с применением

электрода-бандажа, смоченного раствором электролита, на двух трубах от партии.

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

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

6.4.10 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.

6.4.11 На каждую партию труб и элементов трубопроводов, на которую защитное покрытие наносится в заводских или базовых условиях, изготовитель должен выдать Сертификат с результатами приемочных испытаний по показателям, указанным в действующих технических условиях на трубы с покрытием.

6.4.12 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.

6.4.13 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 (компоненты покрытия, растворители, отвердители и т.п.);

- обоснование возможности применения данного защитного покрытия для трубопроводов тепловых сетей (ссылки на СНиП, РД или Заключение специализированной организации о возможности применения данного защитного покрытия);

- на трубы с защитным антикоррозионным покрытием заводского нанесения кроме сертификата, подтверждающего соответствие качества покрытия требованиям технических условий (выходной контроль), должен иметься документ о входном контроле качества покрытия на трассе, оформленный приемщиком;

- 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.

6.4.14 На каждую партию труб с защитным покрытием, отправляемую на объекты строительства должен быть оформлен Паспорт, в котором указываются вид покрытия, его толщина, сплошность, адгезия с поверхностью труб.

6.4.15 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 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
	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 и 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 <sup>2</sup> ).	Ликвидация дефектов производится с применением органосиликатных и кремнийорганических лакокрасочных материалов в соответствии с технологической инструкцией по изоляции стыковых соединений и ремонту (восстановлению) покрытия

Вид покрытия	Показатели качества	Методы проверки	Допустимые отклонения	Возможные методы устранения обнаруженных дефектов
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
	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;
- блок регулируемого сопротивления;
- узел 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 Катодную поляризацию трубопроводов тепловых сетей и горячего водоснабжения канальной прокладки применяют при расположении анодных заземлений в канале или вне канала. При расположении анодных заземлений в канале потенциал трубопровода, 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.

7.1.4 В случае размещения трубопровода бесканальной прокладки в грунтах высокой коррозионной агрессивности и одновременного влияния постоянных блуждающих токов мгновенные значения потенциалов трубопровода по абсолютной величине должны быть не менее значения его стационарного потенциала. При отсутствии данных о стационарном потенциале его значение для стали принимают равным минус 0,7 В.

## **7.2 Требования к исходным данным для выбора метода электрохимической защиты наружной поверхности вновь строящихся или реконструируемых трубопроводов тепловых сетей**

7.2.1 В ходе предварительных коррозионных обследований вновь строящихся трубопроводов тепловых сетей проводится:

- уточнение местоположения сопутствующих теплопроводу подземных коммуникаций, расположения установок ЭХЗ и КИП на них, а также возможности совместной защиты трубопроводов тепловых сетей и смежных подземных сооружений;

- уточнение данных о расположении рельсовой сети электрифицированного транспорта и тяговых подстанций, пунктов присоединения отрицательных питающих линий к рельсам, средних и максимальных величинах тяговых нагрузок тяговых подстанций;

- уточнение сведений о других возможных источниках блуждающих токов, находящихся в зоне трассы трубопровода;

- определение месторасположения и категории источников электроснабжения и получение технических условий на подключение к ним средств ЭХЗ;

- согласование размещения установок и элементов системы ЭХЗ (анодных заземлителей и контрольно-измерительных пунктов, располагаемых за пределами тепловых каналов, воздушных и кабельных линий) - с держателями геофонда, землепользования и организациями, эксплуатирующими смежные подземные сооружения;

- согласование выполнения работ с выходом на проезжую часть в крупных городах - с местными управлениями дорожного хозяйства и ГИБДД;

- коррозионные изыскания:

а) электрические измерения для определения признаков опасности наружной коррозии подземных трубопроводов тепловых сетей, согласно Приложения А настоящего стандарта;

б) определение фактического уровня грунтовых вод;

в) уточнение конструктивных характеристики ВЛ, пересекаемых трассой трубопровода, а также определение угла пересечения;

г) определение уровня затопления водой и заноса грунтом каналов (при проведении капитального ремонта действующих тепловых сетей);

д) определение основных источников опасности в случае одновременного действия нескольких источников блуждающих токов;

е) выявление влияния средств электрохимической защиты, установленных на смежных сооружениях, а также возможностей устройства совместной защиты;

ж) проверка эффективности мероприятий по снижению утечек токов с рельсовых путей электротранспорта в землю;

з) определение удельного электрического сопротивления грунта на глубине укладки (ниже глубины промерзания грунта) в местах



потенциального размещения анодных заземлений СКЗ или протекторных установок.

7.2.2 Для реконструкции действующих тепловых сетей дополнительно проводится техническое освидетельствование фактического состояния действующих трубопроводов тепловых сетей. При проведении технического освидетельствования во время наружного осмотра и инструментального контроля состояния трубопроводов в тепловых камерах, смотровых колодцах, проходных и полупроходных каналах, центральных (ДТП) и индивидуальных (ИТП) тепловых пунктах, подвалах домов и других точках доступа к трубопроводам, а также в местах контрольного вскрытия теплотрасс, должно быть обследовано:

- состояние металла труб, в том числе характер повреждений трубопроводов;
- состояние антикоррозионного покрытия и теплоизоляционной конструкции в целом;
- состояние дренажей и вентиляции;
- состояние арматуры и др. элементов оборудования;
- состояние конструктивных элементов канала;
- коррозионные факторы воздействия на металл трубопроводов.

По результатам осмотра должны быть выявлены причины, сократившие расчетный срок службы трубопровода.

По результатам осмотра должны быть выявлены причины, вызвавшие повреждения трубопровода и составлено техническое заключение об его состоянии, в котором определяются мероприятия, необходимые для защиты от наружной коррозии и обеспечения установленного срока службы трубопровода.

7.2.3 По результатам коррозионных обследований должны быть решены следующие задачи:

- выбор конструкции и материалов тепловой изоляции и противокоррозионных покрытий трубопровода;
- выбор наиболее рационального с технико-экономической точки зрения варианта системы ЭХЗ в целом, включая отдельные элементы (анодные заземлители, контрольно-измерительные пункты, блоки совместной защиты и др.);
- оценка остаточной скорости коррозии трубопровода, подтверждающая ее величину, не превышающую значение 0,03 мм/год;
- выбор типа и определение количества средств ЭХЗ;
- определение источника электроснабжения средств ЭХЗ.

### **7.3 Контроль коррозионного состояния трубопровода и эффективности средств ЭХЗ**

7.3.1 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.

7.3.2 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 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.

7.3.3 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
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

Тип КИП	Описание	Необходимое количество клемм	
		Измерительных	Силовых
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

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

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

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

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

7.3.7 Срок службы КИП должен быть не менее 10 лет.

7.3.8 Рекомендуемый сборочный чертеж КИПа приведен в Альбоме 2 МГНП 01-99 «Узлы и детали электрозащиты инженерных сетей от коррозии» (АО институт «Мосгазниипроект», М. 1999, стр. 67, 79, 81, 83, 85).

## 7.4 Требования к протекторной защите

7.4.1 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.

7.4.2 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.

7.4.3 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

7.4.4 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 футлярах 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:

$$T = \frac{Mq\eta_{II}\eta_{II}}{8760I_{II}}$$

где  $M$  – масса протектора, кг;

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

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

$\eta_{II}$  – коэффициент полезного действия протектора;

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

Методика расчета силы тока ( $I_{II}$ ) 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.

## **7.5 Требования к станциям катодной и дренажной защиты, применяемым на трубопроводах тепловых сетей**

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

7.5.2 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.

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

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

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

7.5.6 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.

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

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

7.5.9 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).

7.5.10 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".

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

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

7.5.13 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.

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

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

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

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



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

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

7.5.20 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.

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

7.5.22 Все новые средства электрохимической защиты 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.

## **7.6 Требования к анодным заземлителям установок катодной защиты**

7.6.1 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.

7.6.2 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, устанавливаются в зонах затопления или заиливания каналов на расстоянии 20-30 м.

7.6.3 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.

7.6.4 Техничко-экономический расчет АЗ заключается в определении оптимальных конструктивных параметров и числа электродов анодных заземлителей, обеспечивающих минимальные суммарные затраты и эффективность ЭХЗ (приведенные к одному году эксплуатации).

7.6.5 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.

7.6.6 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.

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

## **7.7 Определение параметров системы ЭХЗ вновь сооружаемых и реконструируемых трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок**

7.7.1 Строительство ЭХЗ вновь сооружаемых трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки должно осуществляться одновременно с строительством трубопроводов.

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

7.7.3 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.

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

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

7.7.6 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.

7.7.7 Для вновь сооружаемых и реконструируемых распределительных тепловых сетей канальной прокладки решение о необходимости их ЭХЗ может быть принято ОЭТС в процессе эксплуатации тепловых сетей на основе данных о состоянии каналов. Определение параметров ЭХЗ производится на основе результатов опытного включения катодной или дренажной защиты.

7.7.8 Электрохимическая защита наружной поверхности трубопроводов тепловых сетей на участках их прокладки в футлярах, а также при увлажнении теплоизоляционной конструкции капельной влагой, осуществляется с помощью протекторов стержневого типа, устанавливаемых непосредственно на поверхности трубопроводов в тепловой изоляции или на поверхности теплоизоляционной конструкции. Примерные расчетные схемы размещения и количества магниевых протекторов стержневого типа, например, типа ПМ-2,7, в сечении трубопровода (на поверхности трубопровода с защитным диэлектрическим покрытием и без него, на поверхности теплоизоляционной конструкции трубопровода без защитного покрытия) приведены в Приложении Е.

7.7.9 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.

7.7.10 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.

## **7.8 Определение параметров системы ЭХЗ действующих трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок**

7.8.1 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.

7.8.2 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 дм<sup>2</sup> покровного слоя; при ЭХЗ с помощью протекторов - одно отверстие диаметром 10-12 мм на 1 дм<sup>2</sup> покровного слоя (в обоих случаях до уровня затопления трубопровода). Перфорация должна производиться при согласовании с ОЭТС.

7.8.3 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.

7.8.4 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.

7.8.5 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.

7.8.6 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.

7.8.7 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.

7.8.8 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.

7.8.9 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.

7.8.10 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.

7.8.11 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.

7.8.12 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.

7.8.13 При опытном включении в качестве дренажного кабеля могут быть использованы шланговые кабели сечением 16-120 мм<sup>2</sup>. 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.

7.8.14 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.

7.8.15 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.

7.8.16 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.

7.8.17 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.

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

7.8.19 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.

7.8.20 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.).

7.8.21 При ЭХЗ тепловых сетей канальной прокладки АЗ следует располагать в зонах затопления (заноса грунтом) или заиливания канала. При этом рекомендуемое расстояние составляет 20-30 м от трубопроводов. Группы электродов соединяются между собой или индивидуально подключаются к установке катодной защиты.

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

7.8.23 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.

7.8.24 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.

7.8.25 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.

7.8.26 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.

7.8.27 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).

7.8.28 В качестве анодных заземлений, располагаемых внутри канала рекомендуется использовать распределенные электроды стержневого (штыревого) типа из токопроводящих эластомеров или ферросилидов, протяженные электроды кабельного типа из токопроводящих эластомеров, а также электроды из стальных труб диаметром 100-150 мм.

7.8.29 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.

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

7.8.31 Порядок применения протекторной защиты при организации ЭХЗ действующих трубопроводов тепловых сетей приведен в разделе 7.3 настоящего стандарта.

## **8 Правила проведения строительного-монтажных, пусконаладочных и ремонтных работ**

### **8.1 Организация производства строительного-монтажных работ по электрохимической защите**

8.1.1 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 строительно-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.

8.1.2 Перед началом строительно-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 строительно-монтажных работ определяются указанными организациями.

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

8.1.4 Допускается строительство и монтаж отдельных узлов и деталей установок ЭХЗ по чертежам, разработанным специализированными проектными организациями, и согласованным с Заказчиком, эксплуатационной организацией и подрядными строительными организациями.

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 строительно-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.

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/мм<sup>2</sup>);

- 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/мм<sup>2</sup>) и более.

8.1.8 Восстановление теплоизоляционной конструкции на трубопроводах после приварки контактных устройств, электроперемычек

или контрольных проводников осуществляют ОЭТС или с их согласия специализированные организации по договорам с Подрядчиками.

8.1.9 Используемые в качестве стационарных медносульфатные электроды сравнения, например, типа ЭНЕС, ЭСН-МС, должны быть заполнены незамерзающим электролитом. Перед оборудованием контрольно-измерительных пунктов стационарными медно-сульфатными электродами сравнения необходимо проводить лабораторный предустановочный контроль последних, в процессе которого строительной организацией проверяется переходное сопротивление "электрод - влагонасыщенный песок", которое должно быть не более 15 кОм. Стационарный электрод сравнения устанавливается 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 Преобразователи установок ЭХЗ монтируются на соответствующих фундаментах или металлических каркасах, которые не должны иметь контактов с фундаментами или другими элементами зданий.

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

8.1.16 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.

8.1.17 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.

8.1.18 Заверенные представителями Заказчиков и эксплуатационной организации должны сдаваться в территориальные геодезические организации – держатели геофонда, которые осуществляют их приемку после контрольных геодезических съемок в открытых траншеях и котлованах.



8.1.19 После завершения строительно-монтажных работ в полном объеме строительные организации передают Заказчикам документацию для организации выполнения наладочных работ. Состав передаваемой документации, а также ее рекомендованные формы приведены в Приложении Р.

8.1.20 После приемки документации от строительных организаций в полном объеме Заказчик заключает договора с энергоснабжающими организациями на пользование электроэнергией, заключает с ними акты разграничения балансовой принадлежности и ответственности за эксплуатацию линий электропитания и получает от местных органов Госгортехнадзора в установленном ими порядке разрешения на допуск установок ЭХЗ в эксплуатацию.

## **8.2 Монтаж установок электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей**

8.2.1 Монтаж установок электрозащиты выполняют в соответствии с чертежами рабочих проектов электрохимической защиты.

8.2.2 В объем работ по монтажу установок катодной защиты входят установка катодной станции (преобразователя), прокладка кабеля и подводка питания к катодной станции, устройство анодного и защитного заземления, подключение катодной станции к защищаемому сооружению.

8.2.3 В объем работ по монтажу установок катодной защиты входят установка катодной станции (преобразователя), прокладка кабеля и подводка питания к катодной станции, устройство анодного и защитного заземления, подключение катодной станции к защищаемому сооружению.

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

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

8.2.7 Все работы, связанные с присоединением дренажных кабелей к соответствующим устройствам сети электрифицированного рельсового транспорта, производят в соответствии с требованиями организаций-владельцев и в присутствии представителей этих организаций.

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

8.2.9 Работы по устройству поверхностного анодного заземления из труб выполняют в такой последовательности: подготавливают шурфы и траншеи для установки заземлителей и укладки соединительной полосы; устанавливают заземлители (электроды); сваривают отдельные заземлители в контур и гидроизолируют места сварки; засыпают шурфы и траншеи.

8.2.10 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.

8.2.11 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.

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

### 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 передает заказчик 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 приборов и 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 подтверждения в своих заключениях (справках).

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 неполяризуемых 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.

8.4.6 С целью оперативного выполнения внеплановых ремонтов и сокращения перерывов в работе ЭХЗ в организациях, эксплуатирующих устройства ЭХЗ, следует иметь резервный фонд преобразователей для катодной и дренажной защиты из расчета - 1 резервный преобразователь на 10 действующих.

## **9 Требования к контролю коррозионного состояния наружной поверхности трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации**

9.1 Для контроля состояния подземных трубопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций следует периодически производить контрольные вскрытия на тепловых сетях.

Вскрытие для наружного осмотра теплопроводов, проложенных в непроходных каналах и бесканально, следует производить в первую очередь



в местах, где, согласно Приложению А настоящего стандарта, имеются признаки опасности наружной коррозии трубопроводов.

Кроме этих участков вскрытие подземных теплопроводов для наружного осмотра следует также производить в указанных ниже неблагоприятных местах, где возможно возникновение процессов наружной коррозии трубопроводов:

- вблизи мест, где при эксплуатации наблюдались коррозионные повреждения трубопроводов;

- на участках, расположенных вблизи линий канализаций и водопровода или в местах пересечения с этими сооружениями;

- в местах, где по результатам тепловизионного обследования наблюдаются повышенные тепловые потери;

- в местах, где по результатам технического обследования и инженерной диагностики коррозионного состояния трубопроводов тепловых сетей обнаружены участки с максимальным утонением стенки трубопровода.

9.2 Наружный осмотр вскрытого участка теплопровода проводится в соответствии с Приложением С. По мере осмотра каждого вскрытия заполняется акт (Приложение Т).

При оценке коррозионного процесса на трубах рекомендуется исходить из следующего:

- пылевидная коррозия, а также равномерная пленочная коррозия с толщиной коррозионных пленок до 3 мм, под которой не обнаружено язв, могут считаться неопасными;

- пленочная коррозия с толщиной пленок более 3 мм, а также пленочная коррозия, под которой обнаружены язвы, или местная язвенная коррозия, считаются опасными;

- наличие каверн конической формы без продуктов коррозии по краям указывает на протекание процесса электрокоррозии и считается опасным.

В местах, где наблюдаются опасные коррозионные процессы, должны быть вырезаны образцы труб для принятия решения о необходимости проведения ремонта.

При земляных работах, а также при вскрытии участка теплопровода инженером ПЗК отбираются пробы грунта и тепловой изоляции для лабораторных анализов.

По окончании осмотра инженером ПЗК измеряется потенциал «трубопровод-земля» и фактическая толщина стенок труб.

По результатам контрольных вскрытий должны быть намечены мероприятия по обеспечению расчетного срока службы трубопровода, а также сроки их выполнения.

9.3 После проведения контрольного вскрытия обязательно должны быть полностью восстановлены теплоизоляционные и строительные конструкции:

- трубы защищены антикоррозионным покрытием, соответствующим требованиям настоящей Типовой инструкции;
- восстановлены основной слой теплоизоляции, покровный слой, стыки с прилегающими участками теплоизоляционной конструкции;
- произведена очистка канала от грунтовых заносов и остатков разрушенных теплоизоляционных и других материалов в месте вскрытия;
- установлены плиты перекрытия канала с заменой поломанных плит новыми, произведены цементирование и гидроизоляция швов.

Проведенные восстановительные работы освещаются в соответствующем разделе акта.

Места вскрытий теплопроводов в течение ближайших 3-4 месяцев после засыпки должны находиться под усиленным надзором оперативного персонала. По мере необходимости следует подсыпать грунт и планировать поверхность земли для отвода поверхностных вод от теплопроводов.

9.4 Обследование теплопроводов при ликвидации повреждений производится так же, как и при контрольных вскрытиях (см. п. 9.2 настоящего стандарта).

При утечках теплоносителя в местах устранения повреждений, как правило, бывает полное разрушение теплоизоляционной конструкции и размыв окружающего грунта, что значительно затрудняет определение причин коррозионных повреждений. В этих случаях рекомендуется увеличить размер шурфа по длине прокладки на 5-10 м, а при необходимости для обеспечения расчетного срока службы трубопроводов тепловых сетей и более - до размеров, определенных приборными методами.

9.5 При обнаружении наружной коррозии следует тщательно осмотреть участки труб, прилегающие к поврежденному участку, проверить организацию отвода сточных вод с поверхности земли над теплотрассой, плотность швов плит перекрытия каналов, состояние изоляции, антикоррозионных покрытий, а также дренажных устройств. Особое внимание следует обратить на места установки неподвижных и подвижных опор и на прокладки в стальных футлярах, а также на места пересечения с водопроводом, канализацией, водосток. В результате осмотра должна быть установлена причина возникновения коррозионного повреждения.

Результаты осмотра места повреждения трубопровода фиксируются инженером ПЗК в акте осмотра поврежденного трубопровода (см. РД 34.17.430-94), который является формой первичного учета повреждений, и хранятся в техническом архиве УЭОС.

9.6 При ликвидации коррозионного повреждения на замененный или отремонтированный участок трубопроводов должно быть нанесено антикоррозионное покрытие, соответствующее требованиям настоящей Типовой инструкции, агрессивные теплоизоляция или грунт заменены инертными и приняты меры по предотвращению попадания влаги на трубопроводы (выполнен отвод с трассы тепловой сети грунтовых, ливневых

и др. вод, уплотнены швы перекрытия каналов и камер), а также меры по защите теплопроводов от воздействия блуждающих токов.

Для предупреждения повторного повреждения участки теплопровода, на которых выявлена интенсивная наружная коррозия, в процессе дальнейшей эксплуатации должны подвергаться контролю.

В случае возникновения повторного повреждения на данном участке должна быть организована комиссия, которая составляет акт о выявлении причин неоднократных повреждений трубопроводов с указанием мероприятий и сроков по их устранению.

## **10 Техника безопасности выполнения работ**

10.1 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.

10.2 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.

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

10.4 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.

10.5 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны при нанесении защитных антикоррозионных покрытий на трубы не должно превышать ПДК, согласно ГОСТ 12.1.005-88:

толуол – 50 мг/м<sup>3</sup>, сольвент – 100 мг/м<sup>3</sup>, алюминий - 2 мг/м<sup>3</sup>, оксид алюминия – 6 мг/м<sup>3</sup>, этилцеллозольв – 10 мг/м<sup>3</sup>, ксилол – 50 мг/м<sup>3</sup>, бензин – 100 мг/м<sup>3</sup>, ацетон – 200 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300 мг/м<sup>3</sup>.

10.6 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.

10.7 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.

10.8 При производстве на тепловых сетях работ по монтажу, ремонту, наладке установок ЭХЗ и электрическим измерениям необходимо соблюдать требования ГОСТ 9.602, СНиП Ш-4-80, СП 2.2.2.1327-03. При работах с применением грузоподъемных машин и механизмов необходимо руководствоваться требованиями ПОТ Р М-007-98 и ПОТ Р М-008-99.

10.9 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 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.

10.10 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.

10.11 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.

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

- прикосновение к контактному проводу 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.

10.13 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.

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

10.15 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.

10.16 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 с пенополиуретановой тепловой изоляцией и трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена (конструкция «труба в трубе») и аналогичной теплоизоляционной конструкцией на стыках труб, отводах и углах поворотов, имеющих действующую систему ОДК состояния изоляции трубопроводов, 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.

Таблица А.1

**Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистым и низколегированным сталям**

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 тепловых сетей 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/см<sup>2</sup> (10А/м<sup>2</sup>) 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.

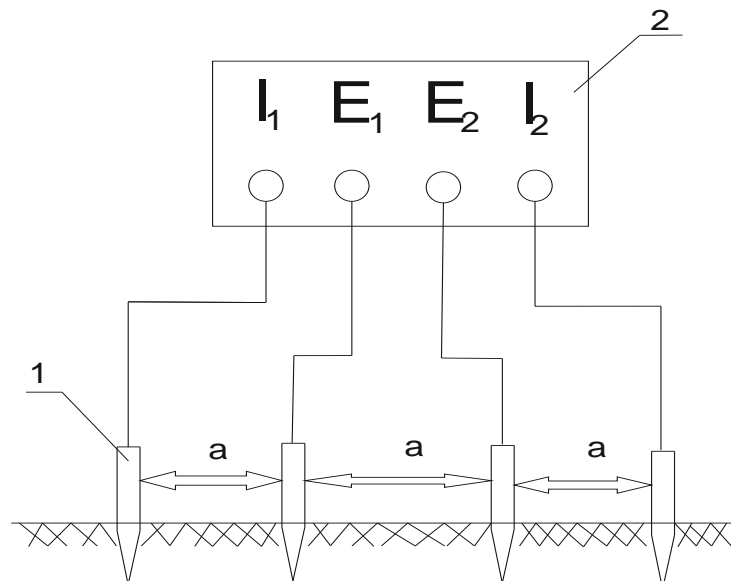
А.6.2 Коррозионная агрессивность грунта по их УЭС определяется в полевых и лабораторных условиях.

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) с помощью измерителей сопротивления типа М-416, Ф-416, Ф 4103-М1, АС-72, аппаратуры ГУП "Парсек" или других приборов. 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  $\rho$  (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÷200 м на расстоянии 0,5÷0,7 м от боковой стенки труб. Для пробы берут 1,5÷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:

$$R = U/J, \quad (\text{А.2})$$

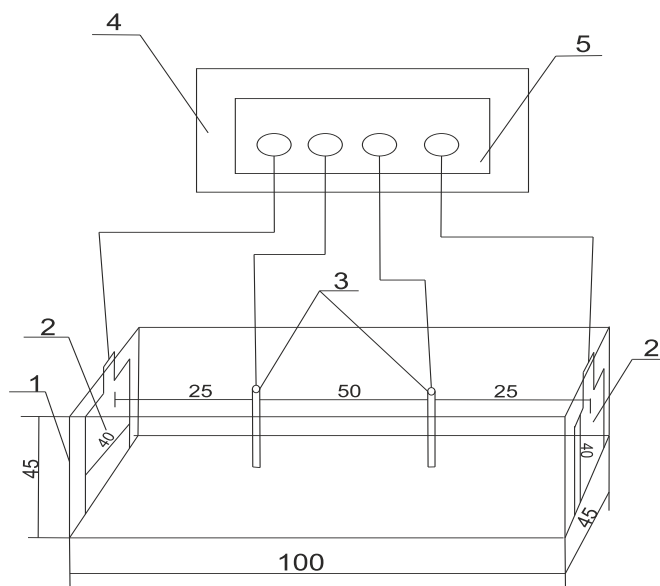
Удельное электрическое сопротивление грунта  $\rho$ , Ом·м, вычисляют по формуле:

$$\rho = R(S/L), \quad (\text{А.3})$$

где  $R$  - измеренное сопротивление, Ом;

$S$  - площадь поверхности рабочего электрода, м<sup>2</sup>;

$L$  - 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 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	№ пункта	Расстояние	Измеренное	Удельное электрическое	Коррозионная
-------	--------------	----------	------------	------------	------------------------	--------------

	измерения	измерения по схеме	между электродами, м	сопротивление, Ом	сопротивление грунта, Ом·м	агрессивность грунта
1	2	3	4	5	6	7

Измерил \_\_\_\_\_

Проверил \_\_\_\_\_

Протокол определения удельного электрического сопротивления грунта в лабораторных условиях

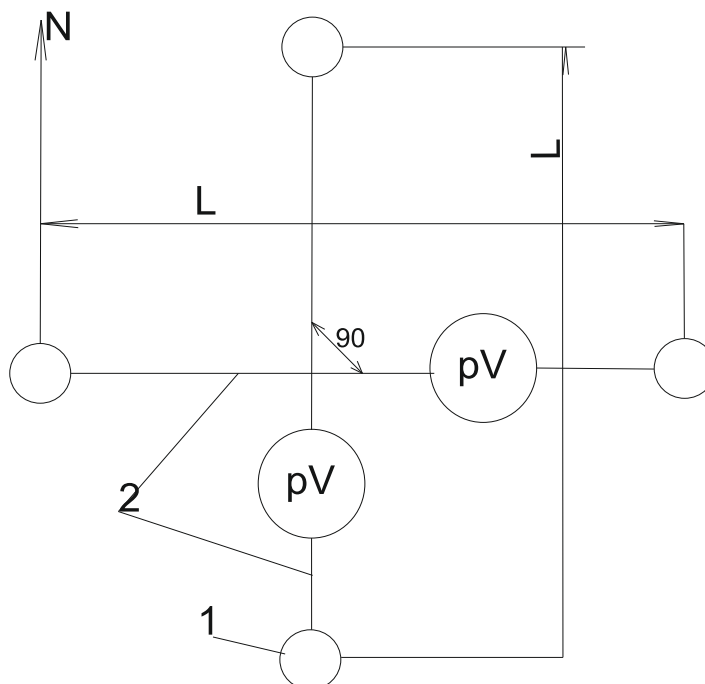
№ п/п	Адрес пункта отбора проб	№ пункта по схеме	Электрическое сопротивление грунта $R$ , кОм	Удельное электрическое сопротивление, $\rho$ Ом·м	Коррозионная агрессивность грунта
1	2	3	4	5	6

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 разnose 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

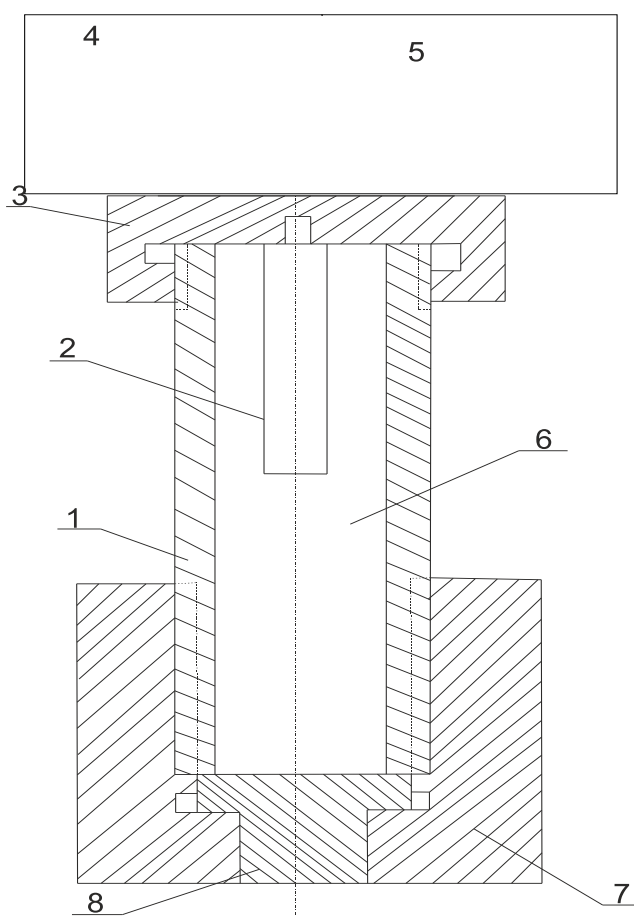
А.7.4 При измерениях используют переносные МЭС, которые подбирают так, чтобы разность потенциалов между двумя электродами не превышала 10 мВ, что должно быть определено в лабораторных условиях.

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 $\Delta U_{\text{изм.}}$						

$\Delta U = U_{\text{изм.}} - U_{\text{ст.}} \text{ В}$		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. 2.3 настоящего Приложения. Положительную клемму измерительного прибора присоединяют к трубопроводу, отрицательную – к электроду сравнения.

А.8.4 Режим измерений должен соответствовать условиям, изложенным в п. 2.5 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  $U_{\text{ст}}$  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 40 мВ. 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.8.6 Разность между измеренным потенциалом трубопровода и его стационарным

потенциалом определяется по формуле:

$$\Delta U = U_{\text{изм}} - U_{\text{ст}}, \quad (1.4)$$

где  $U_{\text{изм}}$  - наименее отрицательная и наиболее положительная за период измерений разность потенциалов между трубопроводом и МЭС.

Результат вычислений заносят в протокол (см. выше).

Для теплопроводов бесканальной прокладки, проложенных в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, влияние блуждающих токов признается опасным при наличии за период измерений положительного смещения потенциала; в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности влияние блуждающего тока признается опасным при суммарной продолжительности положительных смещений потенциала относительно стационарного потенциала за время измерений в пересчете на сутки более 4 мин/сутки.

Для теплопроводов канальной прокладки на участках их затопления или заиливания влияние блуждающих постоянных токов признается опасным при наличии за период измерений положительного смещения потенциала (см. выше).

### **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:

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

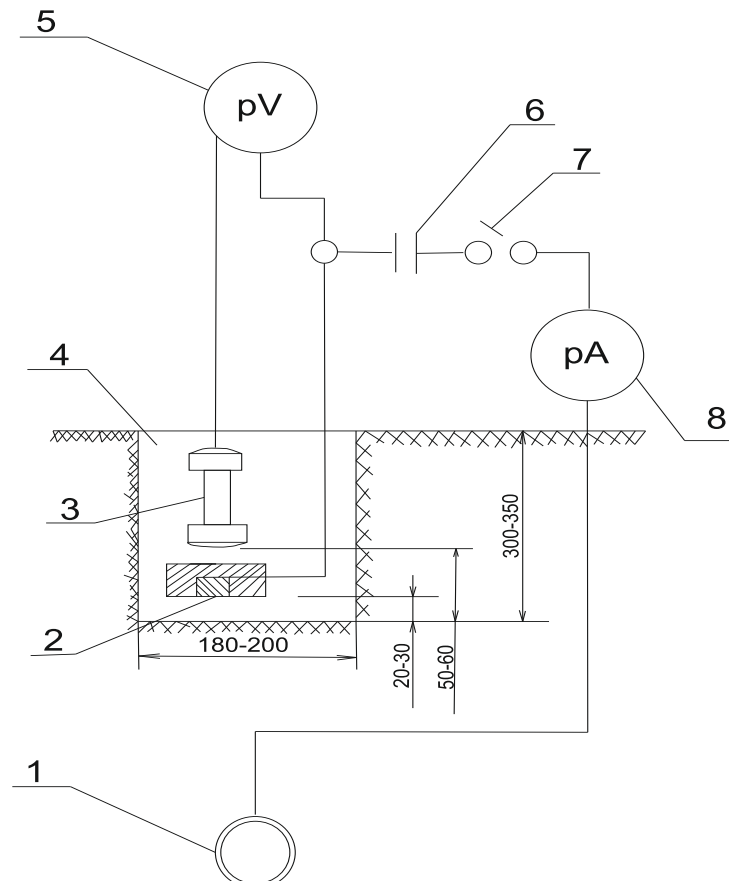
где  $\sum U_i$  – сумма значений потенциала, измеренного при подключении ВЭ к трубопроводу, мВ;

$U_{\text{ст}}$  – 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

<i>t</i> , 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

<i>t</i> , 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 <sup>2</sup>
1	2	3	4

Оценка опасности коррозии под действием переменного тока

\_\_\_\_\_ (опасно, неопасно)  
 Измерил \_\_\_\_\_ Проверил \_\_\_\_\_ Обработал \_\_\_\_\_

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, см<sup>2</sup>.

Действие переменного тока признается опасным при средней плотности тока более 1 мА/см<sup>2</sup> (10 А/м<sup>2</sup>).

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)

**Покрытия, рекомендуемые для защиты от наружной коррозии трубопроводов  
тепловых сетей и прошедшие стендовые испытания**

Наименование защитного покрытия	Вид покрытия	Структура покрытия по слоям. ГОСТ, ТУ на материалы и изделия	Общая толщина, мм	Степень очистки поверхности по ГОСТ 9.402	Способ прокладки. Вид теплоносителя	Вид тепловой изоляции	Максимально допустимая температура теплоносителя, °С
Органосиликатное покрытие ОС-51-03 (с термообработкой)*	Лакокрасочное	Три слоя органосиликатной краски ОС-51-03. ТУ 84-725-83. Термообработка при температуре 200 °С	0,25-0,30	Первая и вторая	Подземная в непроходных каналах. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции	180
Органосиликатное покрытие ОС-51-03 с отвердителем	Лакокрасочное	Четыре слоя органосиликатной краски ОС-51-03 (ТУ 84-725-83 с отвердителем (естественная сушка)	0,45	Первая и вторая	Подземная в непроходных каналах. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции	150
Эпоксидное покрытие ЭП-969	Лакокрасочное	Три покровных слоя эпоксидной эмали ЭП-969. ТУ 6-10-1985-84	0,1	Вторая	Подземная в непроходных каналах. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции	150
Кремнийорганическое покрытие КО*	Лакокрасочное	Три покровных слоя из кремнийорганической композиции КО с отвердителем (естественная сушка). ТУ 88.УССР.0.88.001-91	0,25	Вторая	Подземная в непроходных каналах. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции	150
Комплексное полиуретановое покрытие	Лакокрасочное	Два грунтовочных слоя мастики «Вектор 1236» ТУ 5775-002-	не менее 0,13	Вторая и третья	Подземная в непроходных	Все виды тепловой	150

Наименование защитного покрытия	Вид покрытия	Структура покрытия по слоям. ГОСТ, ТУ на материалы и изделия	Общая толщина, мм	Степень очистки поверхности по ГОСТ 9.402	Способ прокладки. Вид теплоносителя	Вид тепловой изоляции	Максимально допустимая температура теплоносителя, °С
«Вектор»		17045751-99. Один покровный слой мастики «Вектор 1214» ТУ 5775-003-17045751-99 [33] (см. примеч. 3)			ных каналах; подземная бесканальная. Вода	й изоляции	
Силикатноэмалевое покрытие из безгрунтовой эмали 155Т*	Силикатно-эмалевое	Два слоя эмали 155Т. ТУ 88-106-86 БССР (гранулят стеклоэмали безгрунтовой марки 155Т БССР) ТУ 1390-001-01297858-96	0,5-0,6	Первая	Подземная в непроходных каналах; подземная бесканальная. Вода и пар	Все виды тепловой изоляции	300
Силикатноэмалевое покрытие из эмали МК-5*	Силикатно-эмалевое	Два слоя покровной эмали МК-5. ТУ 2367-002-05282012-2000	0,5-0,6	Первая	Подземная в непроходных каналах; подземная бесканальная. Вода и пар	Все виды тепловой изоляции	300
Металлизационное алюминиевое покрытие*	Металлизационное	Два покровных слоя металлизационного алюминиевого покрытия. ГОСТ 9.304	0,25-0,30	Первая	Подземная в непроходных каналах и в тоннелях, подземная бесканальная; по стенам снаружи зданий, в технических подпольях. Вода	Все виды тепловой изоляции, рН водной вытяжки и которой от 4,5 до 9,5	150

Наименование защитного покрытия	Вид покрытия	Структура покрытия по слоям. ГОСТ, ТУ на материалы и изделия	Общая толщина, мм	Степень очистки поверхности по ГОСТ 9.402	Способ прокладки. Вид теплоносителя	Вид тепловой изоляции	Максимально допустимая температура теплоносителя, °С
Алюмокерамическое покрытие*	Металлизационное	Один слой покрытия плазменного нанесения из смеси порошков алюминия -ПА-4 (или ПА-3) ГОСТ 6058 - 85 % (по массе) и ильменитового концентрата ТУ 48-4236-91 - 15%	0,2-0,3	Первая	Подземная в непроходных каналах; подземная бесканальная. Вода и пар	Все виды тепловой изоляции и, рН водной вытяжки которой от 2,5 до 10,5	300

**Примечания**

1. Покрытия, отмеченные знаком \*, наносятся на трубы только в заводских условиях.
2. Для комплексного полиуретанового покрытия «Вектор» в качестве грунтовочных слоев допускается применять мастику «Вектор 1025» ТУ 5775-004-17045751-99.

**Приложение В**

(обязательное)

**Основные положения методических указаний по 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 с целью в относительно короткий срок выявить защитные свойства покрытий для сопоставительной оценки и отбора наиболее эффективных из них.

2 Защитное антикоррозионное покрытие, нанесенное на наружную поверхность стальных труб под тепловую изоляцию, должно обладать высокими защитными свойствами, чтобы в условиях характерных для эксплуатации подземных тепловых сетей (под воздействием тепла, влаги, одновременным воздействием тепла и влаги, воздействием агрессивных сред и блуждающих токов), обеспечивая надежную защиту трубопроводов от наружной коррозии в течение всего расчетного срока службы тепловой сети, который в методических указаниях РД 34.20.325 принят равным 25 годам. Оценка стойкости покрытия применительно к условиям такой длительной эксплуатации возможна лишь путем ускоренных испытаний. Продолжительность испытаний может быть сокращена за счет проведения их при более жестких, чем эксплуатационные, режимах по температуре, влажности и другим факторам.

3 Стендовые испытания не могут в полной мере моделировать эксплуатационные условия работы защитного антикоррозионного покрытия на трубопроводах тепловой сети и, особенно, длительность воздействия тех или иных факторов. Поэтому результаты, получаемые при стендовых испытаниях покрытия на старение, позволяют дать лишь сравнительную оценку защитных свойств покрытия. В задачу испытаний входит не определение срока службы того или иного покрытия, а сопоставительная оценка и отбор наиболее стойких покрытий, способных в течение длительного времени сохранять защитные свойства в эксплуатационных условиях.

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 Стендовые испытания защитного антикоррозионного покрытия включают два этапа: предварительные (оценочные) испытания и испытания по полной программе.

Предварительные (оценочные) испытания предусматривают проверку термостойкости защитного покрытия в сушильных шкафах (термостатах) и термовлагостойкости в гигростатах. Испытания проводятся на плоских образцах.

Испытаниям по полной программе подвергаются защитные покрытия, удовлетворительно выдержавшие оценочные испытания.

6 В основу расчета режима испытаний **на термостойкость** по полной программе положен наиболее распространенный температурный график работы водяных тепловых сетей 150/70 °С и продолжительность стояния минимальных температур наружного воздуха, характерная для средней полосы европейской части России. Анализ

климатологических данных показывает, что продолжительность работы водяной тепловой сети с максимальной температурой теплоносителя 147-150 °С для средней полосы составляет, в среднем, около 60 ч в год. За период расчетного срока службы тепловой сети продолжительность работы тепловой сети с максимальной температурой теплоносителя составляет ~1500 ч. Для ужесточения условий испытаний защитного покрытия на термостойкость продолжительность испытаний принята на 25 % больше - 1875 ч, а температура равной 150 °С.

Испытания на термостойкость проводятся на моделях труб с тепловой изоляцией и на плоских образцах без тепловой изоляции. Режим испытаний предусматривает периодические (один раз в сутки) снижения температуры до 20-25 °С.

Проверка защитного покрытия на термостойкость проводится на 10 моделях труб, имеющих внутренний электрообогрев. Осмотр покрытия производится через 500, 1000, 1500 и 1875 ч. При каждом осмотре две трубы снимаются с дальнейших испытаний, с них удаляется тепловая изоляция, и защитное покрытие подвергается осмотру, при котором определяется изменение внешнего вида покрытия, фиксируется наличие и характер разрушений, проверяется сплошность и адгезия, дается общая оценка состояния покрытия на момент осмотра.

Параллельно с испытаниями на моделях труб термостойкость покрытия проверяется на плоских образцах без тепловой изоляции. Основной задачей этих испытаний является проверка изменения физико-механических показателей покрытия при длительном воздействии тепла при высоких температурах. Режим испытаний на плоских образцах аналогичен режиму испытаний на моделях труб; продолжительность испытаний составляет 1875 ч. Осмотр и определение физико-механических показателей производится через каждые 250 ч. На всех образцах проверяется сплошность защитного покрытия, измеряется удельное объемное электрическое сопротивление (УОЭС). При осмотрах с испытаний снимается 5 образцов, на которых проверяется ударная прочность, адгезия, гибкость.

7 Продолжительность испытаний защитного покрытия на **термовлагостойкость** по полной программе определяется из расчета двух полных увлажнений тепловой изоляции в год (это соответствует весеннему и осеннему периодам работы тепловой сети), что за расчетный срок службы тепловой сети, принятый равным 25 годам, составляет 50 циклов "увлажнение-сушка". Испытания проводятся на моделях труб с тепловой изоляцией. При испытаниях продолжительность одного цикла увлажнения и последующего высыхания тепловой изоляции, нанесенной на образец, принята равной одной неделе. Полное увлажнение тепловой изоляции на моделях труб достигается погружением образцов в сосуды с водой.

Для испытаний на термовлагостойкость принята температура 75 °С, при которой в условиях подземных прокладок тепловых сетей скорость коррозии стальных трубопроводов достигает максимального значения.

Испытания защитного покрытия на термовлагостойкость проводится параллельно на 10 моделях труб и на плоских образцах. Осмотры защитного покрытия на моделях труб производятся через 5, 10, 15...50 циклов. При каждом осмотре с испытаний снимаются и освобождаются от тепловой изоляции две трубы. При осмотре определяется изменение внешнего вида покрытия, наличие и характер разрушений покрытия, отмечается наличие и характер коррозии металла под покрытием, проверяется сплошность и адгезия покрытия, дается общая оценка состояния покрытия на момент осмотра.

Параллельно с испытаниями на моделях труб термовлагостойкость покрытия проверяется на плоских образцах без тепловой изоляции. В задачу этих испытаний входит определение изменений физико-механических показателей покрытия при одновременном



воздействию на него тепла и влаги. Режим испытаний на плоских образцах аналогичен режиму испытаний на моделях труб. Суммарная продолжительность испытаний покрытия на термовлагодостойкость в гигростате на плоских образцах составляет 1500 ч. Осмотр и оценка состояния покрытия на образцах производится через каждые 200 ч. На всех образцах проверяется сплошность покрытия, измеряется УОЭС; на части образцов проверяется ударная прочность и адгезия.

8 Испытания защитного покрытия **на стойкость к воздействию агрессивных сред** проводятся в растворе соляной кислоты со значением водородного показателя pH, равного 2,5, в растворе едкого натра со значением pH, равным 10,5, и в 3 %-ном растворе хлористого калия. Продолжительность испытания в каждой из сред принимается равной 3000 ч. Испытания проводятся при комнатной температуре. Осмотр образцов производится через 250-500-1000-1500 ... 3000 ч.

9 Испытания **под воздействием приложенных электрических потенциалов** проводятся при значениях потенциалов, равных плюс 0,5 В; плюс 1,0 В; минус 0,5 В; минус 1,0 В. Продолжительность испытаний при каждом из указанных режимов составляет 1500 ч. Испытания проводятся при комнатной температуре. В качестве электролита при испытаниях применяется 3 %-ый раствор хлористого калия. Осмотр образцов производится через 250-500-1000-1500 ч.

10 При проведении стендовых испытаний защитного покрытия отклонения от заданных режимных параметров должны быть не более:

по температуре при испытаниях на термостойкость - 5 °С;

по температуре при испытаниях на термовлагодостойкость  $\pm 5$  °С;

по водородному показателю pH при испытаниях в кислых и щелочных средах  $\pm 0,5$ ;

по напряжению при испытаниях с приложенными электрическими потенциалами  $\pm 0,05$  В.

11 После полного цикла стендовых испытаний защитное антикоррозионное покрытие должно сохранять физико-механические показатели, приведенные в п. 5.7 настоящей Типовой инструкции.

12 Защитные антикоррозионные покрытия, имеющие первоначальные (до начала испытаний) физико-механические показатели, не соответствующие указанным выше техническим требованиям, стендовым испытаниям не подлежат.

13 Особенности испытаний защитных антикоррозионных покрытий для условий применения в бесканальных прокладках теплопроводов, а также силикатноэмалевых покрытий, подробно освещены в РД 34.20.325.

Для испытаний силикатноэмалевых покрытий, для которых в связи с технологическими особенностями их нанесения не представляется возможным подготовить типовые образцы (модели труб с фланцами и пластины), образцы изготавливаются из стальных эмалированных труб диаметром 325/310 мм.

Режимы испытаний и схемы установок для испытаний силикатноэмалевых покрытий указаны в РД 34.20.325.

Защитные антикоррозионные покрытия, предназначенные для применения в бесканальных прокладках тепловых сетей, должны быть подвергнуты испытаниям на истирание. Испытания проводятся на трубе диаметром 108х4 мм длиной 1500 мм. В трубе при испытаниях создается циркуляция воды с температурой 70-80 °С. Продолжительность испытания составляет 500 ч.

Покрытия должны сохранять защитные свойства после поступательно-возвратных перемещений трубы с покрытием при суммарной длине перемещений 250 м, под нагрузкой на трубу от давления грунта 2300 кгс/м<sup>2</sup>. В качестве грунта применяется смесь речного песка с 10-15 % (по массе) гравийно-щебеночных включений.

Осмотр покрытия производится после полного срока испытаний. При осмотре контролируется сплошность и измеряется толщина покрытия в заординированных точках.

## Приложение Г

(справочное)

**АКТ**  
**приемки защитного антикоррозионного покрытия**

г. \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ года

Объект \_\_\_\_\_

Комиссия в составе представителей:  
строительно-монтажной организации \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  
(наименование организации, должность, инициалы, фамилия)

Заказчика \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование организации, должность, инициалы, фамилия)

Генерального подрядчика \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(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 Заказчика \_\_\_\_\_

Представитель Генерального подрядчика \_\_\_\_\_

### Журнал 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), выполняющего 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)

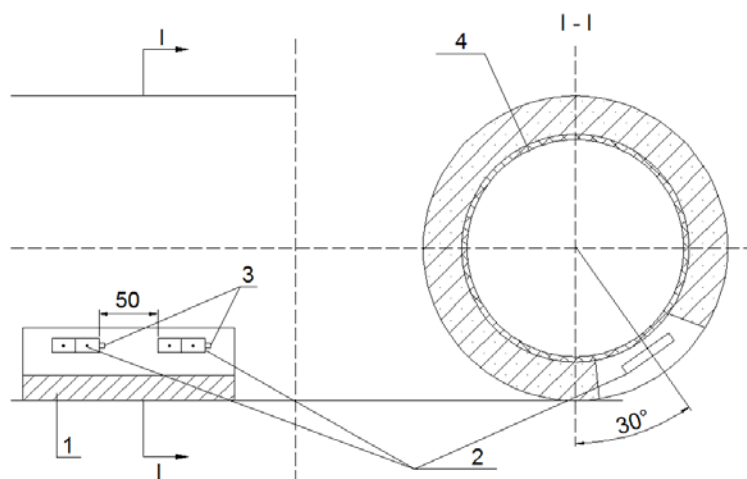
**Блоки пластин-индикаторов скорости коррозии**

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.

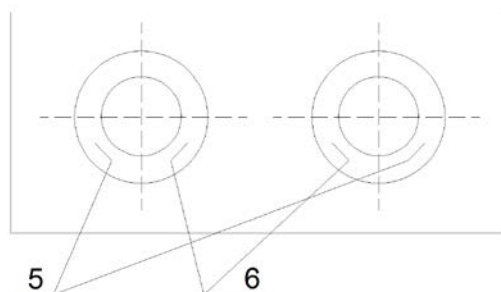
Д.1.1 БПИ-1 состоит из двух пластин квадратной формы, изготовленных из стали ст.3 толщиной 1,5,2,0 мм, закрепленных на диэлектрической пластине из фторопласта. Одна из пластин с помощью приварки имеет контакт с трубопроводом. На рис. Д.2 приведены схемы и зоны установки БПИ-1 непосредственно на поверхности 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, устанавливают 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/дм<sup>2</sup> 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  $L_{(3)макс.изм.}$  - измеренная величина проникновения коррозии с помощью глубиномера относительно  $\delta_{(3)ост.}$ , 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  $L_{(2)\text{макс}}$ .

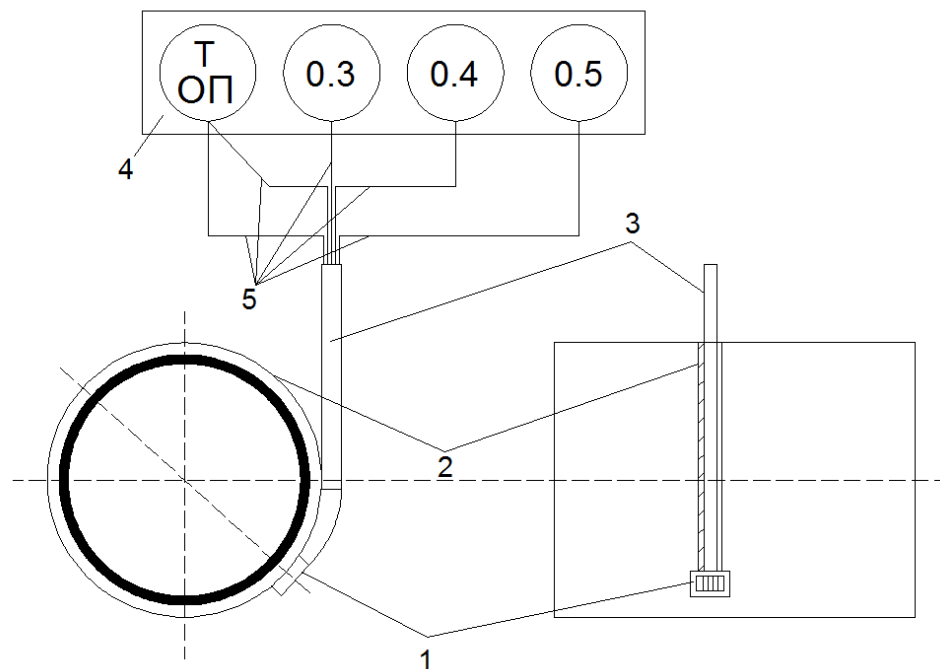
Указанные допущения обусловлены возможностью протекания процесса коррозии на уровне ватерлинии при действии средств ЭХЗ.

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.

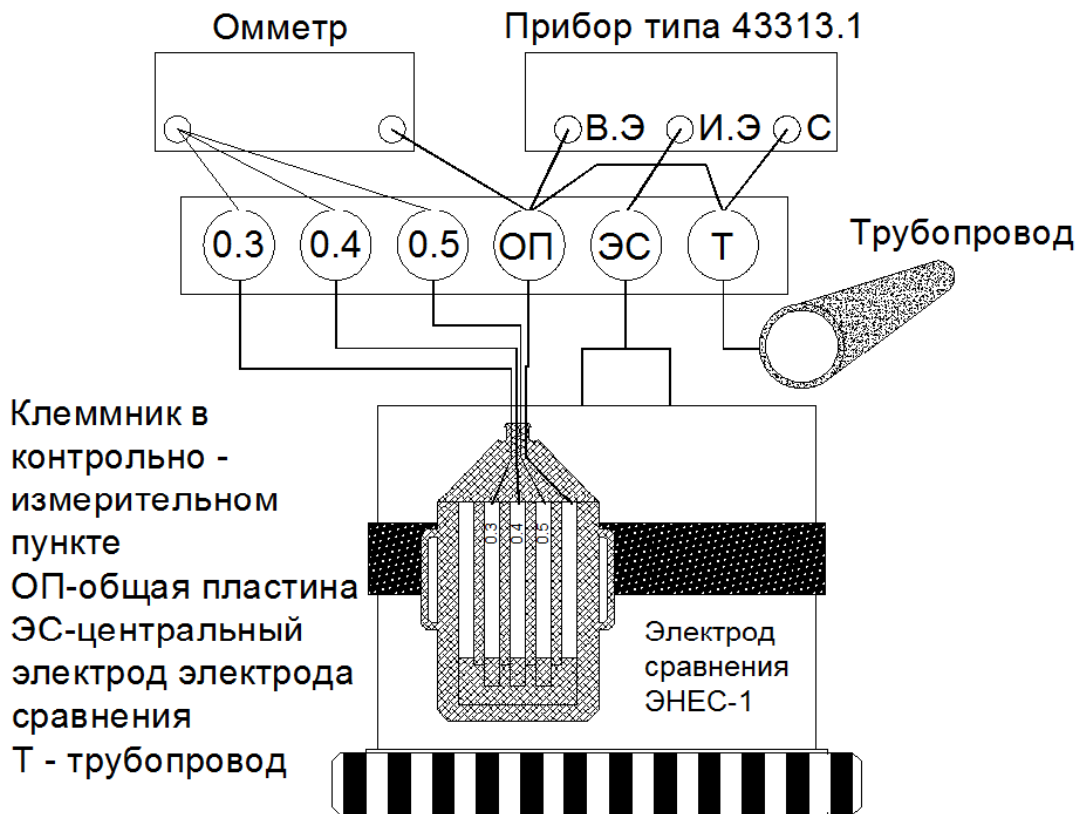


Рис. Д.3 Схема контроля электропроводимости индикаторов и измерения потенциала трубопровода при установке блока индикаторов БПИ-2 на стационарном электроде сравнения

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);

$\delta_{III}$  - толщина сработавшей пластины-индикатора, мм;

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

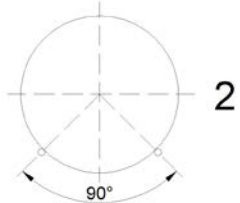
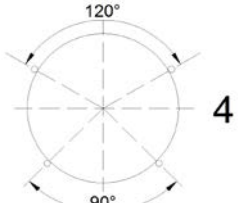
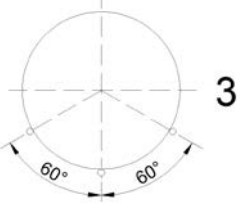
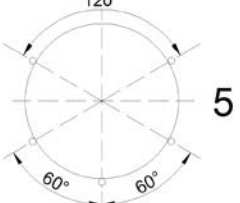
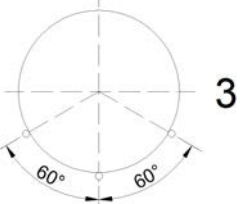
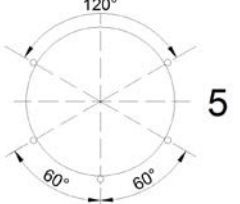
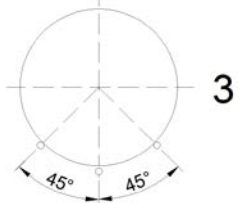
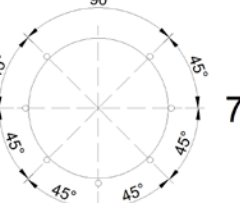
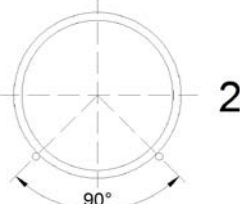

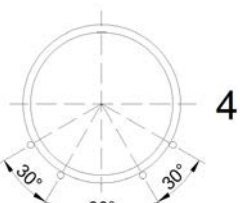
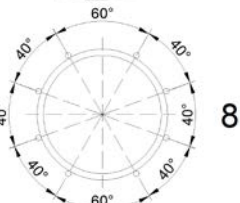
**Примечание.** При срабатывании более одной пластины в расчете принимается  $\delta_{III}$  пластины, имеющей большую толщину.

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)

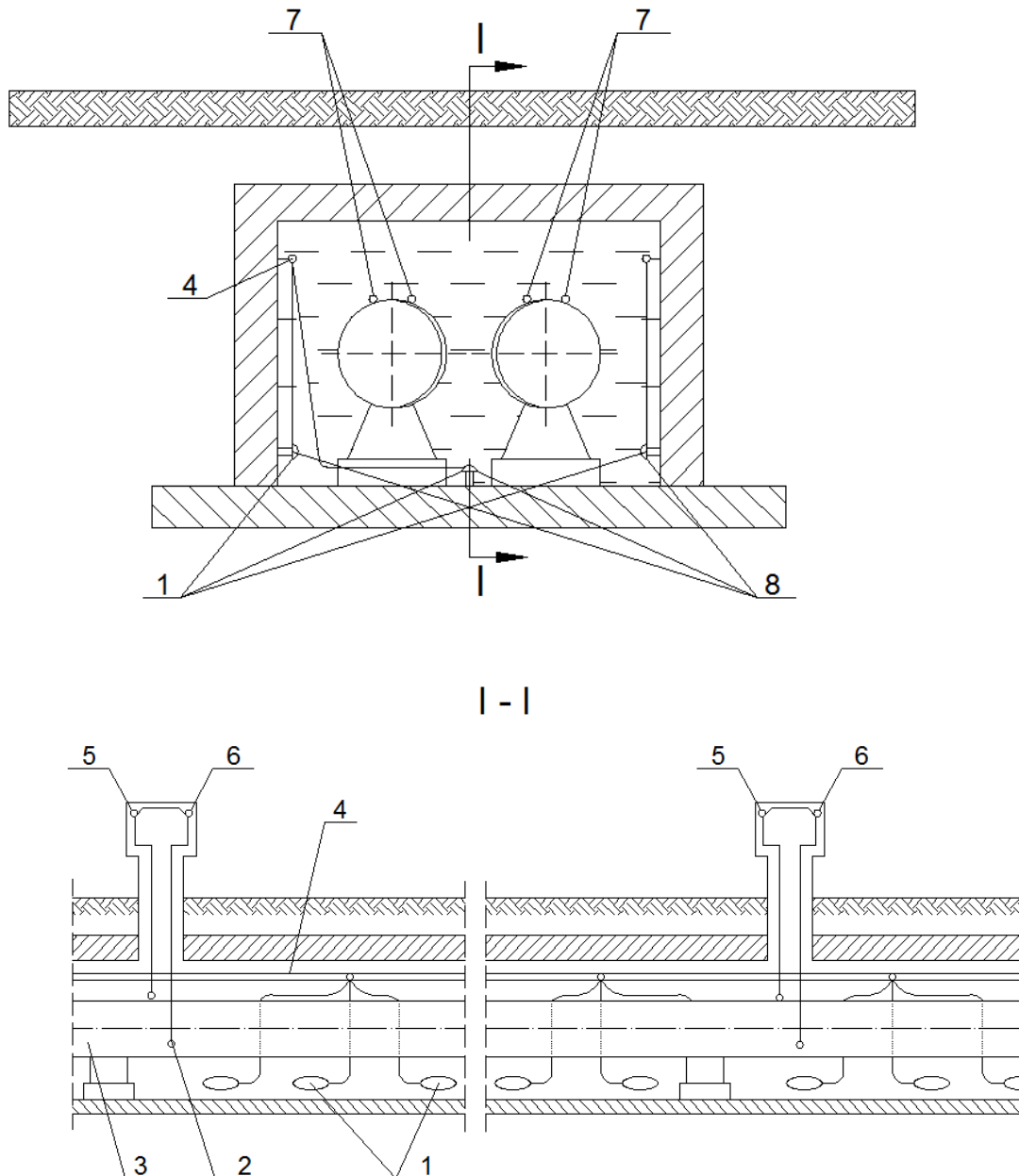
## Схемы размещения стержневых магниевых протекторов на поверхности трубопровода

Дн, мм	Количество протекторов		Примечание
	При затоплении трубопровода до осевой линии	При полном затоплении трубопровода	
426 530	 2	 4	На поверхности трубопровода с защитным диэлектрическим покрытием
630 720	 3	 5	
530	 3	 5	На поверхности трубопровода без защитного покрытия
630 720	 3	 7	
530 630	 2	 6	На поверхности теплоизоляционной конструкции трубопровода без защитного покрытия
720 820	 4	 8	

## Приложение Ж

(рекомендуемое)

### Схема размещения протекторов в тепловом канале



*1* – магнeвые протекторы; *2* – вспомогательный электрод; *3* – трубопровод; *4* – распределительный кабель; *5* – КИП; *6* – электроперемычка; *7* – магнeвые 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).

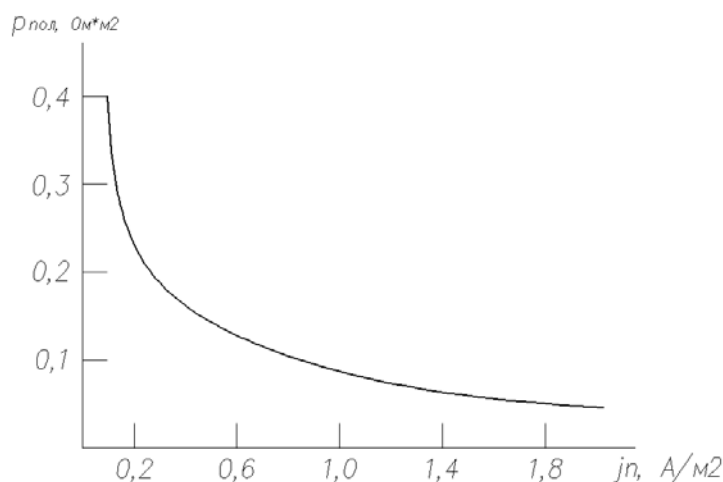


Рис.3.1. Зависимость поляризационного сопротивления ( $\rho_{пол}$ ) протектора от анодной плотности тока ( $j_n$ )

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  $\rho r$  - удельное электросопротивление электролита (грунта или воды) на участке, на котором установлен протектор, Ом\*м;  $\rho a$  - удельное электросопротивление активатора (наибольшее значение  $\rho a$  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  $l > 12h$ ,

$$R_p = \frac{\rho r}{2\pi l} \ln \frac{l}{\sqrt{d\lambda h}} \quad (34)$$

Сопротивление 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:

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

где  $U_{п}$  - 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 м<sup>2</sup>, 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<sup>-1</sup>.

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

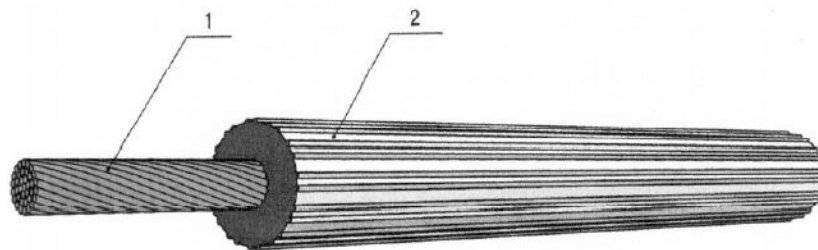
углекислого газа), должны иметь конструктивное исполнение с индустриальным оснащением коксовой засыпкой в заводской конструктивной токопроводящей упаковке.

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

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

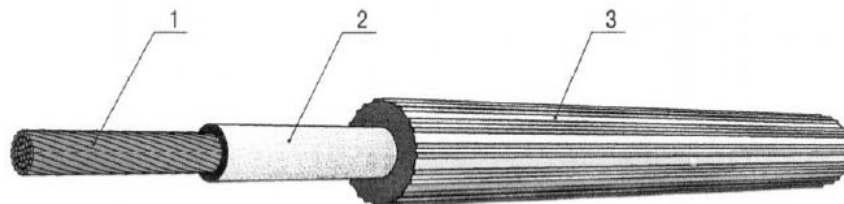
И.1.11 По конструктивному исполнению и назначению следует различать следующие группы протяженных электродов:

- 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).



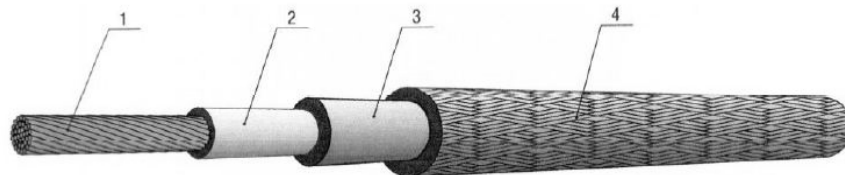
1 - медный или стальной токопровод; 2 – рабочая оболочка из электропроводного эластомера с удельным объемным электросопротивлением в диапазоне 0,5-5,0 Ом\*м.

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 <sup>2</sup>	не менее 25-50 мм <sup>2</sup> (по меди) или не менее 65 мм <sup>2</sup> (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 <sup>-1</sup>	$10^{-2} - 10^{-4}$			
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.

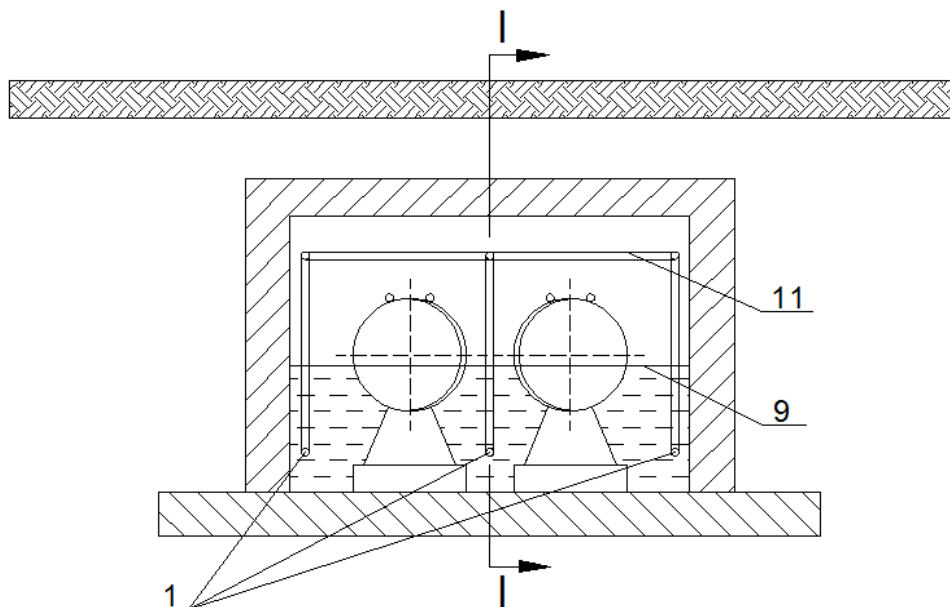
И.2.4 Устойчиво стабильными материалами для малорастворимой токопроводящей основы протяженных электродов могут служить материалы, электрической сопротивлению и эластичность которых при щелочно-кислотном воздействии и масло-бензо-керосиновом влиянии изменяется в пределах не более 10%.

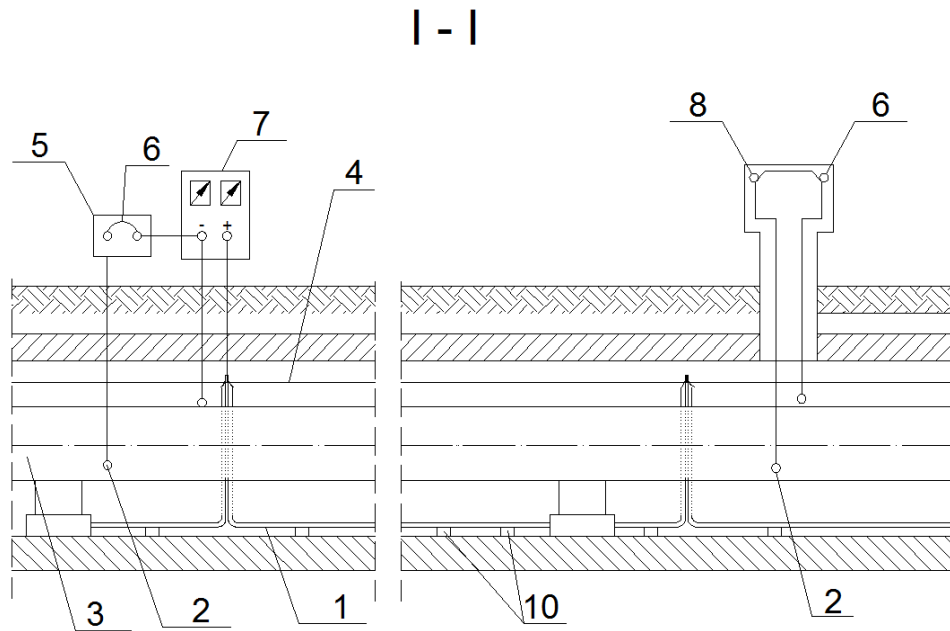
## И.3 Требования к работоспособности.

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.

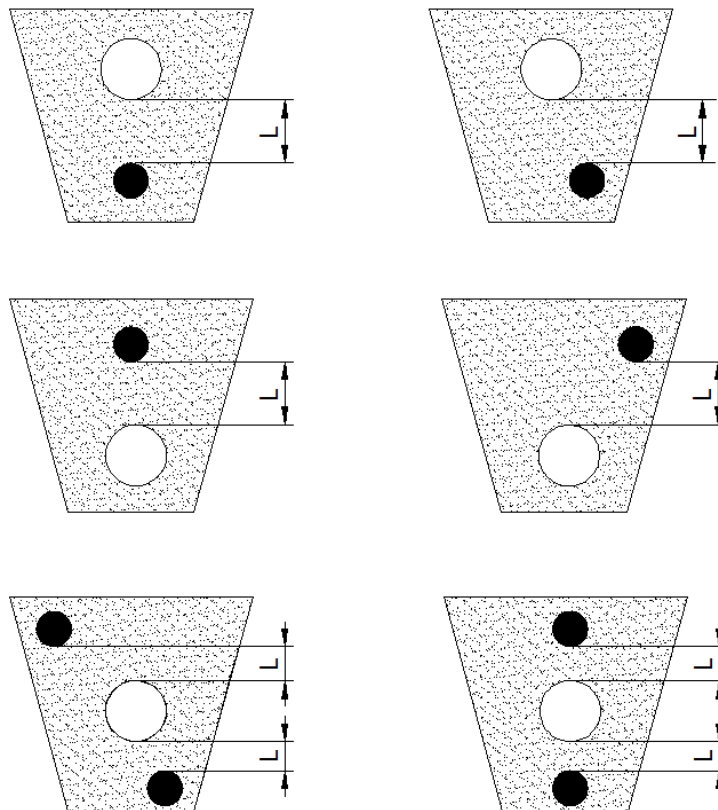
И.4. Схемы размещения протяженных анодных заземлений при ЭХЗ трубопровода тепловых сетей.





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.



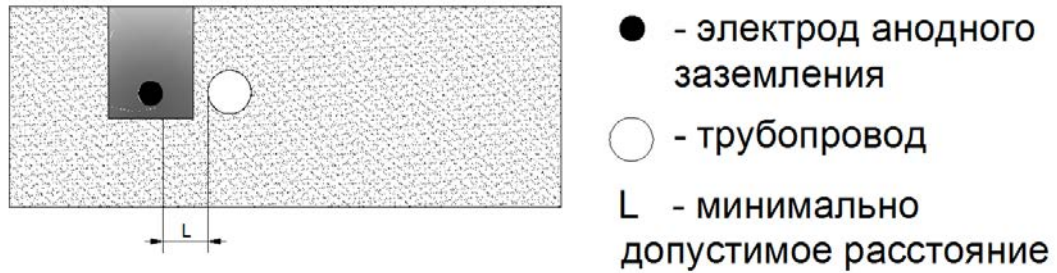


Рис.И.5. Принципиальная схема размещения протяженного анодного заземления при ЭХЗ трубопровода бесканальной прокладки.

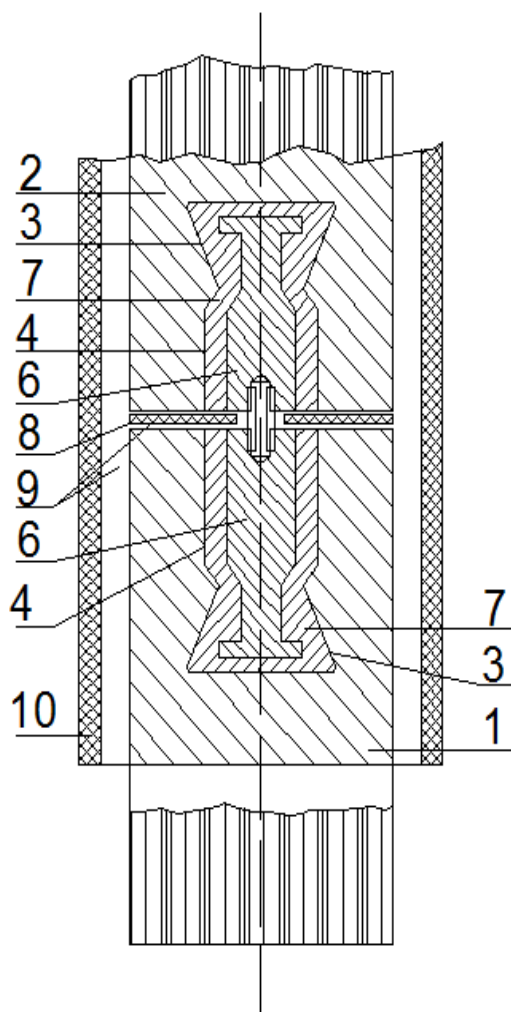
#### Требования к железокремнистым анодам (ферросилидам)

##### И.4 Требования к конструкции.

И.4.1 Анодный заземлитель представляет собой электрод, выполненный из коррозионностойкого железокремнистого сплава (ферросилида) 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 Ферросилидовые 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. Иб.



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.

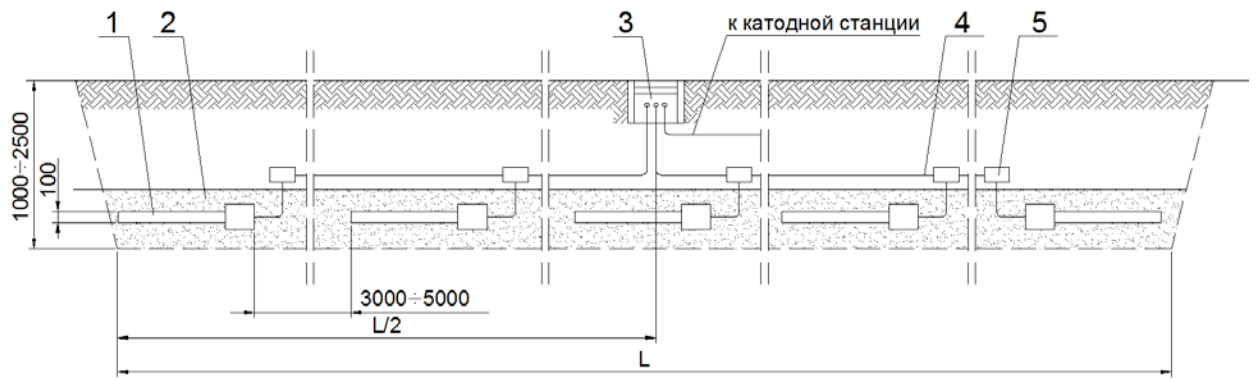
#### И.5 Требования к работоспособности.

##### 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.

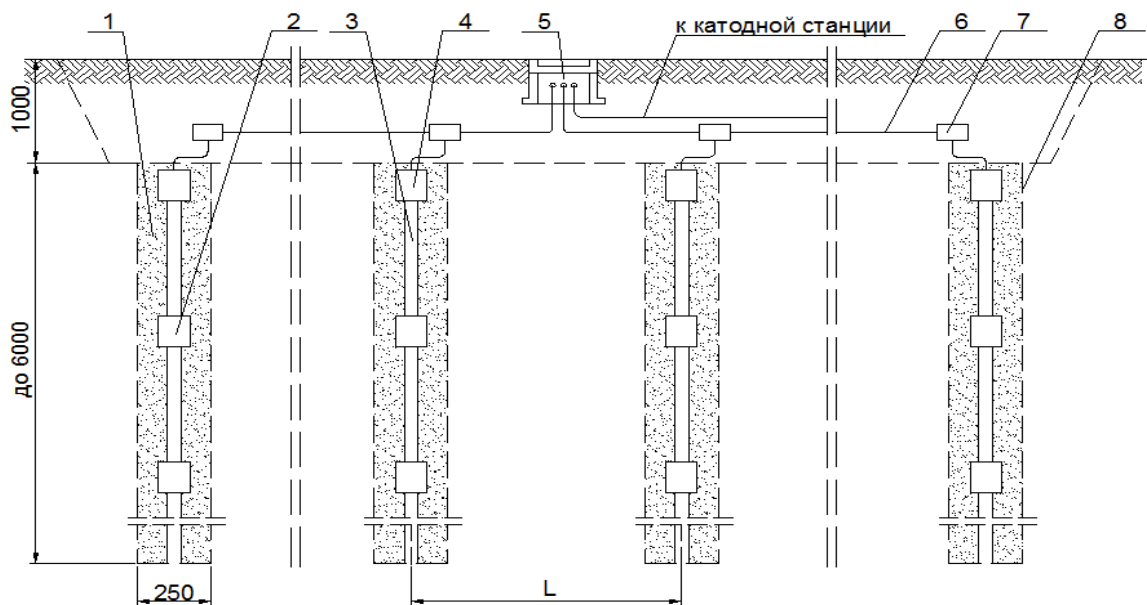
И.5.2 Специфические свойства ферросилидового литья — низкая механическая прочность и высокая хрупкость обуславливают определенные требования к их транспортировке. При погрузочных работах и монтаже необходимо очень осторожное обращение с анодами, нельзя бросать их и допускать резких ударов. Транспортировку 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; 6 — кабель АВРГ 1Х10 (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, $\delta_T$  – среднее значение толщины стенки трубопровода, мм; $R_{из}$  – сопротивление изоляции, Ом·м<sup>2</sup>; $\rho_T$  – 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:

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

Волновое сопротивление трубопровода ( $z_B$ ), Ом:

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

Постоянная распространения тока вдоль сооружения ( $\alpha$ ), м<sup>-1</sup>:

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

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  $\rho_A$  – 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 ( $\alpha_A$ ), 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 ( $\alpha_C$ ), 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  $\varphi_{\min}$  – минимально необходимая величина суммарного защитного потенциала трубопровода;

$\varphi_E$  – 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  $\varphi_{\max}$  – предельно допустимая максимальная величина суммарного защитного потенциала трубопровода.



Расчет зоны защитного действия УКЗ с ПА, м:

$$L_{33\_ПА} = \frac{2}{\alpha_C} \operatorname{ArCh} \frac{\Delta\varphi_0}{\Delta\varphi_1} \quad (\text{K18})$$

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;

$\rho_3$  – 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

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

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

$$f = \frac{S_{\text{теп}}}{S_{\text{тер}}}; \quad (\text{Л6})$$

газопроводов

$$d = \frac{S_{\text{г}}}{S_{\text{тер}}}; \quad (\text{Л7})$$

водопроводов

$$e = \frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{тер}}}, \quad (\text{Л8})$$

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

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

$$j = 30 - (100b + 128c + 34d + 3e + 0,6f + 5\rho)10^{-3}, \text{ мА/м}^2 \quad (\text{Л9})$$

где  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м.

Л.7 Если значение средней плотности защитного тока, полученное по формуле (Л9), 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/м<sup>2</sup>;

$K$  – 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/м<sup>2</sup>;

$K$  – 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 ( $\text{мм}^2$ ) определяется по формуле:

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

где  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление металла токопроводящих жил кабеля, Ом·мм<sup>2</sup>/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;

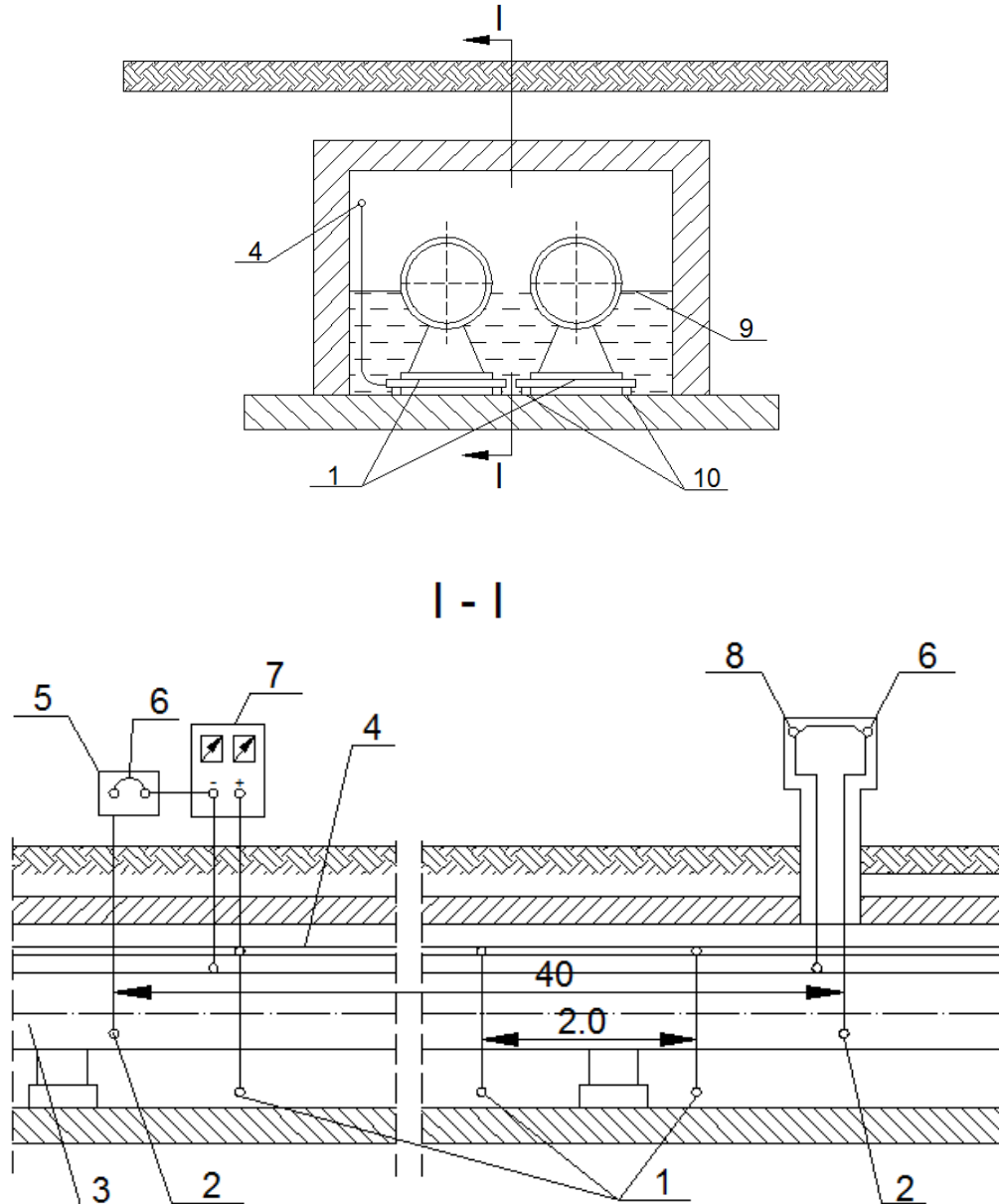
$U_{\text{уд}}$  – напряжение на зажимах усиленного дренажа (принимается равным 6 или 12 В в зависимости от требуемой мощности дренажа), В.

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

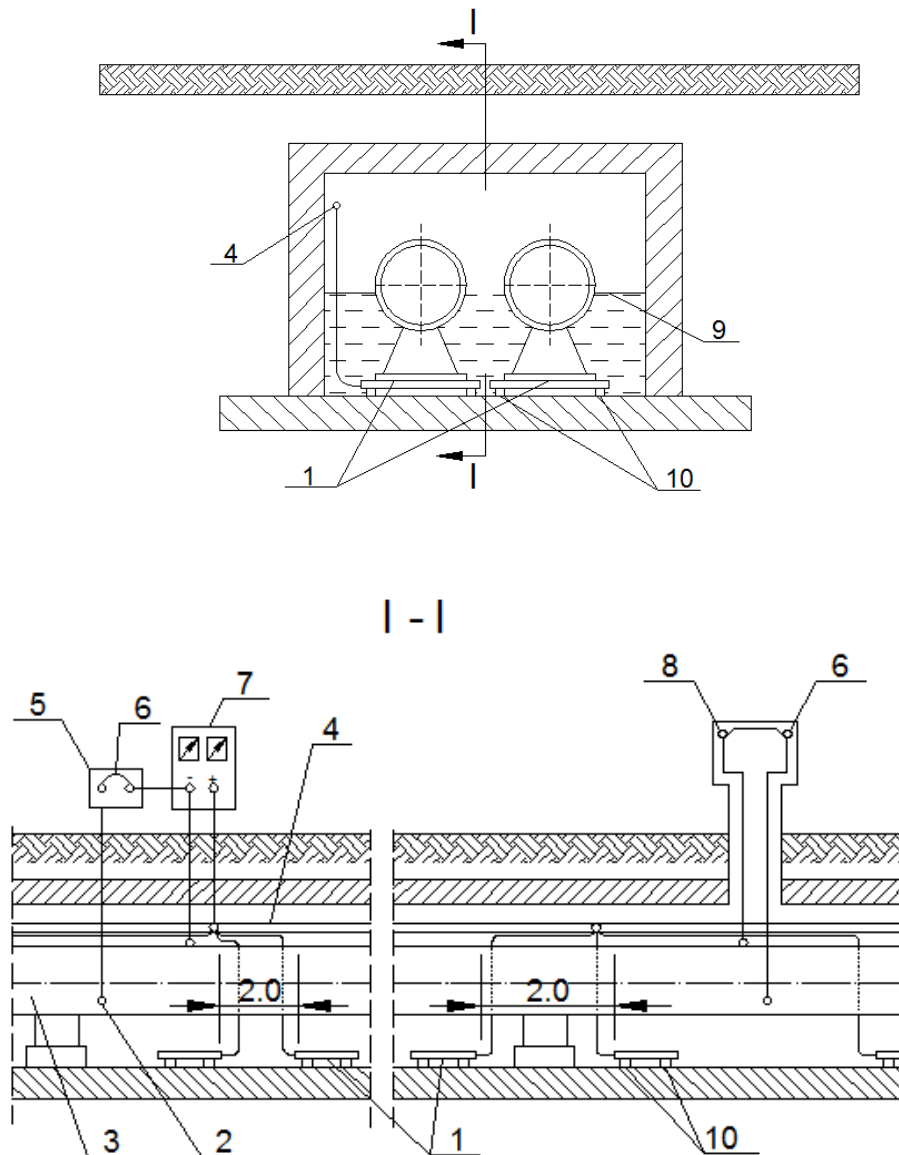
(рекомендуемое)

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/м<sup>2</sup>;

$S$  – суммарная поверхность подающего и обратного трубопроводов, подверженных затоплению (заносу грунтом), м<sup>2</sup>;

$D_n$  – 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/м<sup>2</sup>.

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  $n$  в соотношении (13.6) 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  $\rho$  - удельное электрическое сопротивление грунта (воды), Ом·м (значение  $\rho$  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**

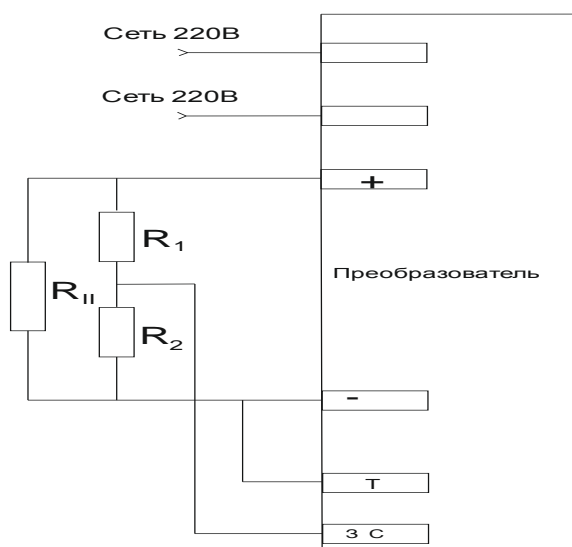
Проверка работоспособности и надежности преобразователей различных типов проводится согласно схеме (рис П1). В качестве нагрузки могут быть использованы проволочные или ленточные сопротивления, в частности, намотанные на изолированную трубу. Эти сопротивления по номинальному току и напряжению должны соответствовать номинальным параметрам испытываемого преобразователя. Все преобразователи проверяются в режиме ручного управления. С помощью ручки переменного резистора проверяются: возможность установки номинальных выходных параметров, диапазон регулирования выходного напряжения, значение которого должно меняться в пределах, указанных в паспорте.

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.

На преобразователи, не выдержавшие испытаний предустановочного контроля, составляется акт-рекламация, который представляется заводу-изготовителю.



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 строительного-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 строительного-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:

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 \_\_\_\_\_

**Приложение С**

(обязательное)

Указания к проведению осмотра теплопровода при вскрытии

Осмотр рекомендуется производить в последовательности, приведенной в типовой форме акта (см. Приложение Т), с учетом следующих указаний:

а) характеристика участка сети включает назначение теплопровода, вид теплоносителя, температурный график работы сети и температуру в сети во время вскрытия, количество труб;

б) характеристика наружного покрытия трассы теплопровода дается непосредственно для места вскрытия и для соседних участков на расстоянии 10-20 м в обе стороны (например, газон с травяным покрытием, асфальт, утрамбованный грунт проезжей части и т.д.);

в) характеристика грунта определяется по настоящему стандарту. Влажность грунта указывается ориентировочно (сильно увлажнен, средней влажности и т.д.). Точные данные по влажности грунта даются в приложении после проведения анализов отобранных проб;

г) уровень грунтовых вод приводится по данным эксплуатации, отмечается также фактический уровень воды в момент осмотра места вскрытия и предполагаемые причины ее появления (грунтовая вода, ливневая, сетевая, водопроводная и т.д.);

д) приводится конструкция и оценивается состояние дренажных труб и стыков, работоспособность дренажа определяется с помощью "поплавка", движение которого указывает на наличие протока воды в ближайшем дренажном колодце;

е) для канальной прокладки приводятся способ гидроизоляции канала, гидроизоляционный материал, оценивается состояние гидроизоляции (наличие трещин, вспучивания, сползания, грунта между слоями гидроизоляции);

ж) указываются тип и конструкция канала и состояние его строительных конструкций, дается оценка состояния плит перекрытия и стенок канала, характера разрушения элементов канала и приводятся его причины;

з) при осмотре и оценке внутреннего состояния канала:

определяется наличие влаги (капельной или пленочной) на внутренней поверхности перекрытия стен и дна канала;

выявляются признаки затопления канала, определяется высота стояния воды в канале при затоплениях;

определяется толщина слоя илистых отложений в канале;

при расположении вблизи места вскрытия неподвижной щитовой опоры проверяется наличие и состояние отверстия в опоре для прохода воды, дренируемой по дну канала, оценивается состояние изоляции труб в месте прохода через опору;

и) указывается тип теплоизоляционной конструкции (подвесная, засыпная, монолитная, сборная и т.д.) и оценивается ее состояние (целостность);

к) указывается конструкция покровного слоя, количество слоев, материалы, оценивается состояние (наличие трещин, отслоений, степень увлажнения и т.д.);

л) указывается тип теплоизоляционного материала и вид изделия (маты, скорлупы, сегменты, полуцилиндры и т.д.), дается оценка состояния материала (степень увлажнения, разрушение штучных изделий, разложение материала);

м) указываются тип антикоррозионного покрытия по технической документации на данный участок сети и фактический, количество слоев, клеящий состав для рулонных материалов; оценивается состояние покрытия, целостность, адгезия, изменение цвета и структуры, измеряется толщина покрытия;

н) оценивается коррозионный процесс на трубах, определяются характер коррозии (пылевидная, пленочная, язвенная, электрокоррозия), наличие продуктов коррозии, толщина коррозионных пленок, глубина язв, каверн и т.д.; предполагаемая причина коррозионных процессов.

Трубы осматриваются со всех сторон. Особое внимание должно уделяться участкам снизу труб и между ними; при этом рекомендуется пользоваться зеркалом.

## Приложение Т

(рекомендуемое)

Типовая форма акта на осмотр теплопровода при вскрытии прокладки

Организация, эксплуатирующая тепловую сеть \_\_\_\_\_  
 Район ОЭТС \_\_\_\_\_ Источник тепловой энергии \_\_\_\_\_  
 Дата \_\_\_\_\_  
 Наименование или номер магистрали \_\_\_\_\_  
 Место вскрытия: между камерами \_\_\_\_\_  
 на расстоянии \_\_\_\_\_ м от камеры \_\_\_\_\_ на длине \_\_\_\_\_ м.  
 Год строительства участка теплосети \_\_\_\_\_.  
 Длительность эксплуатации \_\_\_\_\_ лет.  
 Тип прокладки \_\_\_\_\_  
 (непроходной канал, бесканальная и т.д.)  
 Диаметр труб: подающей \_\_\_\_\_ мм, обратной \_\_\_\_\_ мм.

## Результаты осмотра

1. Характеристика участка сети \_\_\_\_\_
2. Характеристика наружного покрытия над прокладкой теплопровода \_\_\_\_\_
3. Характеристика грунта \_\_\_\_\_
4. Уровень грунтовых вод \_\_\_\_\_
5. Глубина заложения прокладки \_\_\_\_\_
6. Наличие дренажного устройства, его конструкция, состояние и работоспособность \_\_\_\_\_
7. Гидроизоляция канала \_\_\_\_\_
8. Характеристика и состояние строительных конструкций \_\_\_\_\_
9. Внутреннее состояние канала \_\_\_\_\_
10. Покровный слой (материалы, состояние):  
 подающая труба \_\_\_\_\_  
 обратная труба \_\_\_\_\_
11. Тепловая изоляция (материал, состояние):  
 подающая труба \_\_\_\_\_  
 обратная труба \_\_\_\_\_
12. Антикоррозионное покрытие труб, его состояние:  
 подающая труба \_\_\_\_\_  
 обратная труба \_\_\_\_\_
13. Состояние трубопровода и сварных стыков:  
 подающая труба \_\_\_\_\_  
 обратная труба \_\_\_\_\_
14. Наличие наружной коррозии, ее характер и интенсивность, толщина коррозионной пленки, диаметр и глубина каверн, местонахождение по оси трубы:  
 подающая труба \_\_\_\_\_  
 обратная труба \_\_\_\_\_
15. Наличие электрифицированного транспорта и расстояние до ближайших рельсов \_\_\_\_\_
16. Наличие вблизи теплотрассы других подземных коммуникаций (кабелей, газопроводов, \_\_\_\_\_)

- водопровода, канализации) \_\_\_\_\_
17. Наличие на смежных подземных коммуникациях электрозащитных установок \_\_\_\_\_
18. Предполагаемые причины разрушения теплоизоляционной конструкции и наружной коррозии трубопроводов \_\_\_\_\_
19. Намечаемые мероприятия по устранению причин дефектов \_\_\_\_\_
20. Описание работ по восстановлению прокладки в месте вскрытия; дата восстановления \_\_\_\_\_
- \_\_\_\_\_
21. Дополнительные данные \_\_\_\_\_

Члены комиссии:

Фамилия

Должность

Подпись

\_\_\_\_\_ 200\_ г.

## 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

---