РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»
ДЕПАРТАМЕНТ НАУКИ И ТЕХНИКИ

ПРАВИЛА И НОРМЫ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ

РД 34 20.520-96

СПО
ОРГРЭС
Москва 1998

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»
ДЕПАРТАМЕНТ НАУКИ И ТЕХНИКИ

ПРАВИЛА И НОРМЫ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ

РД 34.20.520-96

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС
Москва 1998

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей" (АО "Фирма ОРГРЭС"); Академией коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова

Исполнители *Р.М. СОКОЛОВ* (АО "Фирма ОРГРЭС"), *М.А. СУРИС* (Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова)

Утверждено Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 27.06.96 г.

Начальник *А.П. БЕРСЕНЕВ*

© СПО ОРГРЭС, 1998.

Подписано к печати 3.02.98 Формат 60x84 1/16
Печать офсетная Усл. печ. л 2,8 Уч.-изд. л. 2,8 Тираж 550 экз.
Заказ №17/98 Издат. № 97052

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семёновский пер., д.15
Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, строение 6

УДК 621.311

ПРАВИЛА И НОРМЫ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ

РД 34.20.520-96

Вводятся в действие
с 01.01.1998 г.

Настоящие Правила и нормы устанавливают требования к методам защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии, устройствам электрохимической защиты и защитным антикоррозионным покрытиям, меры значений технологических параметров защиты, требования к проведению технологических процессов, условиям безопасной эксплуатации в зависимости от способа прокладки тепловых сетей, типа теплоизоляционных конструкций, условий эксплуатации. Правила и нормы развивают ряд положений "Типовой инструкции по защите тепловых сетей от наружной коррозии: РД 34.20.518-95" с учетом конструктивных особенностей теплопроводов применительно к реальным условиям эксплуатации.

Настоящие Правила и нормы распространяются на трубопроводы тепловых сетей, транспортирующие горячую воду с температурой до 200°С и давлением P_y до 2,5 МПа (25 кгс/см^2) и водяной пар с температурой до 440°С и давлением P_y до 6,3 МПа (63 кгс/см^2) (СНиП 2.04.07-86*)[2].

Настоящие Правила и нормы предназначены для персонала предприятий, осуществляющих эксплуатацию тепловых сетей в составе организаций и предприятий РАО "ЕЭС России", а также могут быть использованы персоналом других предприятий, эксплуатирующих тепловые сети, и проектными организациями, имеющими подразделения по проектированию защиты тепловых сетей от электрохимической коррозии.

Настоящие Правила и нормы составлены в соответствии с "Номенклатурой документов электроэнергетической отрасли: РД 34.01.101-93", "Правилами разработки, пересмотра, утверждения и применения отраслевых руководящих документов по

эксплуатации и ремонту оборудования в электроэнергетике: РД 34.01.103-94", "Типовой инструкцией по защите тепловых сетей от наружной коррозии: РД 34.20.518-95", "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95", "Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей: РД 34.03.201-91, ГОСТ 9.602-89 "ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии", а также другими действующими нормативно-техническими документами, выпущенными Госгортехнадзором России, Минтопэнерго России, РАО " ЕЭС России", Минстроем России.

1. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫБОРУ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ НАРУЖНОЙ КОРРОЗИИ

1.1. Требования к выбору методов защиты от коррозии

1.1.1. Методы защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии должны выбираться в зависимости от способа прокладки тепловых сетей (подземная канальная, подземная бесканальная, надземная), температуры теплоносителя и его вида (вода, пар), 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).

1.1.2. В качестве средств защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии должны применяться защитные антикоррозионные покрытия, наносимые на внешнюю поверхность труб под тепловую изоляцию, и электрохимическая защита путем катодной поляризации труб с помощью установок катодной, электродренажной защиты (поляризованных или усиленных электродренажей) или протекторов (термины и определения см. в приложении 1).

1.1.3. При использовании для трубопроводов теплоизоляционных материалов или конструкций, исключающих возможность кор-

розии наружной поверхности труб (например, пенополиуретановой теплоизоляции с трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена), защитные антикоррозионные покрытия применять не следует.

1.1.4. Для трубопроводов тепловых сетей при надземной прокладке должны применяться только защитные антикоррозионные покрытия.

1.1.5. Для трубопроводов тепловых сетей, транспортирующих пар, при подземной прокладке и наличии признаков опасности наружной коррозии (см. пп. 1.2.2-1.2.3), кроме защитных антикоррозионных покрытий стальных труб, должны предусматриваться средства электрохимической защиты для тех сетей, в которых могут быть разовые перерывы в подаче пара продолжительностью более одного месяца.

1.1.6. Выбор вида защитных антикоррозионных покрытий для трубопроводов тепловых сетей должен производиться по максимальной температуре теплоносителя с учетом способа прокладки и вида теплоносителя по рекомендациям, приведенным в разд. 2.

При выпуске заводами-изготовителями защитных антикоррозионных покрытий с лучшими технико-экономическими показателями, удовлетворяющими требованиям работы в тепловых сетях (см. пп. 2.1.4; 2.1.7), следует применять эти покрытия взамен указанных в табл. 2.

1.1.7. Электрохимическая защита (ЭХЗ) трубопроводов тепловых сетей должна осуществляться на основе признаков опасности наружной коррозии (см. п. 1.2). Наличие хотя бы одного из признаков опасности коррозии для того или иного способа прокладки указывает на необходимость применения средств ЭХЗ.

1.1.8. Независимо от коррозионных условий прокладки тепловых сетей должны предусматриваться средства ЭХЗ на трубопроводах тепловых сетей в местах прохода их через футляры.

Защита трубопроводов в футлярах должна осуществляться с помощью протекторов стержневого типа с электроизоляцией скользящих опор от футляра или с помощью защитных алюминиевых покрытий, обладающих протекторными свойствами.

1.1.9. При подземной канальной прокладке тепловых сетей в зонах влияния блуждающих токов должны быть предусмотрены меры по увеличению переходного электрического сопротивления

труб тепловых сетей путем электроизоляции трубопроводов от неподвижных и подвижных опор.

1.1.10. В целях ограничения натекания блуждающих токов на трубопроводы тепловых сетей на абонентских тепловых вводах объектов, являющихся источниками блуждающих токов (объекты трамвайной сети, метрополитена, электрифицированных железных дорог (см. п. 3.4.10), должны быть установлены электроизолирующие фланцевые соединения (ЭФС).

1.1.11. На трубопроводах тепловых сетей с электрохимической защитой с помощью электродренажных и катодных установок должны быть предусмотрены стационарные контрольно-измерительные пункты (КИП) для контроля эффективности их действия.

1.1.12. Защита от коррозии стальных опорных строительных конструкций под трубопроводы тепловых сетей должна предусматриваться в соответствии со СНиП 2.04.07-86* [2].

1.2. Признаки опасности наружной коррозии и требования к методам их определения

1.2.1. Опасность наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей должна определяться по наличию признаков опасности, которые зависят от способа прокладки тепловых сетей.

1.2.2. Для подземных тепловых сетей, проложенных в каналах, признаками опасности наружной коррозии трубопроводов следует считать:

наличие воды в канале или занос канала грунтом, когда вода или грунт достигает изоляционной конструкции (при отсутствии возможности удаления воды или грунта из канала);

увлажнение теплоизоляционной конструкции (обнаруживаемое в процессе эксплуатации) капельной влагой с перекрытия канала, достигающей поверхности труб, или влагой, стекающей по щитовой опоре;

наличие на поверхности труб следов коррозии в виде язв или пятен с продуктами коррозии (ржавчиной) на отдельных участках поверхности металла труб.

Для подземных тепловых сетей канальной прокладки при наличии в канале воды или грунта, достигающих изоляционной конструкции, наличие опасного влияния постоянного или переменно-

го блуждающего тока увеличивает скорость коррозии наружной поверхности трубопроводов, контактирующей с водой или грунтом.

1.2.3. Для подземных тепловых сетей, проложенных бесканально, признаками опасности наружной коррозии следует считать:

коррозионную агрессивность грунтов, оцененную как "высокая";

опасное влияние постоянного и переменного блуждающих токов на трубопроводы тепловых сетей.

1.2.4. Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали, из которой изготавливаются трубы тепловых сетей, должна определяться по величине удельного электрического сопротивления грунта (УЭС) и оцениваться в соответствии с табл. 1.

Таблица 1

Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали

Коррозионная агрессивность грунта	Значение удельного электрического сопротивления грунта, Ом·м
Низкая	Св. 50
Средняя	От 20 до 50
Высокая	До 20

1.2.5. Признаком опасного влияния постоянных блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей следует считать наличие знакопеременного (знакопеременная зона) или изменяющегося во времени смещения разности потенциалов между трубопроводами тепловых сетей и электродом сравнения от стационарного потенциала в сторону положительных значений (анодная зона).

Под стационарным потенциалом следует понимать потенциал стального трубопровода, измеренный относительно электрода сравнения при отсутствии блуждающих токов или поляризации от внешних источников блуждающих токов.

1.2.6. Признаком опасного влияния переменных блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей следует считать смещение среднего значения разности потенциалов между трубопроводами тепловых сетей и медносульфатным электродом срав-

нения в отрицательную сторону не менее чем на 10 мВ по сравнению с разностью потенциалов, измеренной при отсутствии влияния переменного тока.

1.2.7. Для определения наличия признаков опасности наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей должны систематически проводиться осмотры поверхностей трубопроводов подземных тепловых сетей и измерительные работы для оценки коррозионной агрессивности грунтов и опасности действия блуждающих токов.

При осмотрах и измерительных работах должны быть выполнены следующие работы:

а) выявлено состояние каналов для установления наличия и уровня их затопления или заноса грунтом*;

б) произведена оценка интенсивности коррозионных разрушений трубопроводов тепловых сетей на участках, где зафиксированы признаки опасности наружной коррозии трубопроводов*;

в) выявлены участки тепловых сетей, проложенных бесканально, находящиеся в зоне грунтов высокой коррозионной агрессивности;

г) выявлены участки тепловых сетей, находящиеся в зоне опасного влияния блуждающих токов с определением основных источников блуждающих токов;

д) определен характер влияния установок ЭХЗ смежных подземных сооружений на тепловые сети, а также возможность совместной защиты трубопроводов тепловых сетей со смежными сооружениями;

е) проведена проверка эффективности мероприятий по снижению утечки тока с рельсовых путей электрифицированного транспорта, работающего на постоянном токе.

1.2.8. Измерения УЭС грунтов должны производиться по мере необходимости для выявления участков трассы тепловых сетей бесканальной прокладки, находящихся в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, а также при выборе типа, конструкции и

---

* Выявление участков затопления или заиливания непроходных каналов, оценка интенсивности коррозионных разрушений на поверхности трубопроводов может осуществляться различными методами, в том числе путем вскрытия грунта и строительных конструкций.

расчета анодного заземлителя при необходимости электрохимической (катодной) защиты трубопроводов тепловых сетей.

1.2.9. Измерения УЭС грунтов могут производиться в полевых условиях на трассах тепловых сетей или в лабораторных условиях на предварительно отобранных пробах грунта.

1.2.10. Измерения УЭС грунтов на трассах действующих тепловых сетей должны производиться вдоль трассы тепловой сети через каждые 100-200 м на расстоянии 2-4 м от ее оси.

На трассах проектируемых тепловых сетей измерения УЭС грунтов должны производиться вдоль оси предполагаемой трассы через каждые 100-200 м.

1.2.11. Измерения УЭС должны производиться в период отсутствия промерзания грунтов на глубине заложения трубопроводов тепловых сетей с помощью измерителей сопротивления (типов М-416, Ф-416, МС-08 или других приборов) по методике, приведенной в [1].

1.2.12. Для измерения УЭС грунтов в лабораторных условиях должен быть произведен отбор проб грунта в шурфах, скважинах или траншеях из слоев, расположенных на глубине прокладки трубопроводов тепловых сетей, вдоль трассы через каждые 100-200 м на расстоянии 0,7-1,0 м от боковой стенки одной из труб.

Методика отбора проб грунта, их обработки и определения УЭС грунта изложены в [1].

1.2.13. Коррозионные измерения для выявления опасного действия постоянных и переменных блуждающих токов на трубопроводы подземных прокладок тепловых сетей должны производиться в зонах влияния блуждающих токов один раз в 6 мес, а также после каждого значительного изменения режима работы систем электроснабжения электрифицированного транспорта (изменение графика работы электротранспорта, изменение расположения тяговых подстанций, отсасывающих пунктов и т.п.), условий, связанных с развитием сети подземных сооружений и источников блуждающих токов, введения средств электрохимической защиты на смежных подземных сооружениях.

В остальных случаях измерения должны производиться один раз в два года.

1.2.14. Определение характера воздействия постоянных и переменных блуждающих токов на трубопроводы тепловых се-

тей на участках бесканальной прокладки, а также на участках канальной прокладки при затоплении каналов или заносе их грунтом должно производиться измерением смещения разности потенциалов между трубопроводами тепловых сетей и электродом сравнения относительно стационарного потенциала трубопроводов. Измерения должны выполняться в КИП, тепловых камерах, на тепловых вводах тепловых сетей к потребителям контактным методом с применением показывающих или регистрирующих приборов, имеющих входное сопротивление не менее 200 кОм на 1 В шкалы прибора (мультиметр цифровой 43313.1, вольтамперметр ЭВ 2234, милливольтметр Н-399).

1.2.15. Опасное действие переменного блуждающего тока должно определяться на участках бесканальной прокладки тепловых сетей, а также на участках канальной прокладки тепловых сетей (при затоплении каналов или заносе их грунтом), на которых зафиксированы значения напряжения переменного тока между трубопроводами и землей, превышающие 0,3 В.

1.2.16. Измерение смещения потенциалов трубопроводов тепловых сетей, вызываемого переменным током, должно производиться на вспомогательном электроде (ВЭ) относительно переносного медносульфатного электрода сравнения (МЭС) до и после подключения ВЭ к трубопроводам через конденсатор емкостью 4 мкФ.

Методики измерений и обработки результатов измерений приведены в [1].

1.2.17. Организации, выполняющие проектные, строительно-монтажные, пусконаладочные и эксплуатационные работы по защите тепловых сетей от наружной коррозии и связанные с ними испытания и электрические измерения, должны иметь соответствующие лицензии. Лицензии выдаются Федеральным центром лицензирования Минтопэнерго РФ (Главгосэнергонадзором России).

2. ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТНЫМ АНТИКОРРОЗИОННЫМ ПОКРЫТИЯМ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ПОКРЫТИЙ

2.1. Общие требования

2.1.1. Все стальные трубопроводы тепловых сетей должны защищаться от наружной коррозии с помощью антикоррозионных покрытий, которые наносятся на поверхность труб, за исключением случаев, указанных в п. 1.1.3.

2.1.2. Выбор антикоррозионных покрытий должен производиться в зависимости от способа прокладки тепловых сетей, вида и температуры теплоносителя с учетом наличия в регионе производств по антикоррозионной защите трубопроводов или выпуску антикоррозионных материалов по согласованию с инвестором.

2.1.3. Антикоррозионнные покрытия, рекомендуемые для защиты трубопроводов тепловых сетей, приведены в табл. 2.

2.1.4. Покрытия, которые предполагается применить для трубопроводов тепловых сетей, но не включенные в табл. 2, должны предварительно проходить комплексные стендовые испытания по [7] и отвечать предъявляемым требованиям (см. п. 2.1.7). Комплекс испытаний, включенных в методику, позволяет оценивать основные физико-механические, диэлектрические и прочие свойства защитных покрытий и тенденцию к старению покрытий в наиболее 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.

Для выполнения работ по испытаниям антикоррозионных покрытий организация должна быть аттестована и иметь разрешение (лицензию).

2.1.5. Пригодность покрытия для антикоррозионной защиты труб тепловых сетей должна оцениваться по следующим основным показателям:

удельному объемному электрическому сопротивлению;
сплошности;
прочности при ударе;
адгезии;

Таблица 2

Антикоррозионные покрытия, рекомендуемые для защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной электрохимической коррозии

Наименование покрытия	Класс покрытия	Структура покрытия по слоям. ГОСТ и ТУ на материалы и изделия	Общая толщина, мм	Способ прокладки. Вид теплоносителя	Вид тепловой изоляции	Максимально допустимая температура теплоносителя, °С
1. Покрытие из безгрунтовой стеклоэмали марки 155Т*	Стеклоэмалевое	Два покровных слоя из эмали 155Т. ТУ 251-БССР-273-86. ("Трубы стальные эмалированные для тепловых сетей" — ТУ 34-31-89)	0,5-0,6	Подземная в непроходных каналах; подземная бесканальная. Вода и пар	Все виды тепловой изоляции	300
2. Покрытия из стеклоэмали МК-5 или МК-5Р*	Стеклоэмалевое	Два покровных слоя из эмали МК-5 или МК-5Р. ТУ 33-275-88. ("Трубы стальные гладкие одношовные с двухсторонним стеклоэмалевым покрытием" — ТУ 33-РСФСР-33-92)	0,5-0,6	Подземная в непроходных каналах; подземная бесканальная. Вода и пар	Все виды тепловой изоляции	300
3. Органосиликатное покрытие	Лакокрасочное	Три слоя органосиликатной краски ОС-51-03. ТУ 84-725-83.	0,25-0,30	Подземная в непроходных	Все виды тепловой	180

типа ОС-51-03 (с термообработкой)		Термообработка при температуре 200°С		каналах. Вода	изоляции	
4. Органосиликатное покрытие типа ОС-51-03 (с отвердителем естественной сушки)	Лакокрасочное	Четыре слоя органосиликатной краски ОС-51-03. ТУ 84-725-83 с отвердителем естественной сушки	0,45	Подземная в непроходных каналах. Вода	Все виды тепловой изоляции	150
5. Эпоксидное покрытие ЭП-969	Лакокрасочное	Три покровных слоя эпоксидной эмали ЭП-969. ТУ 6-10-1985-84	0,1	Подземная в непроходных каналах. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции	150
6. Кремнийорганическое покрытие КО*	Лакокрасочное	Три покровных слоя покрытия из кремнийорганической композиции КО (естественной сушки). ТУ 88. УССР 0.88.001-91	0,25	Подземная в непроходных каналах. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции	150
7. Изоловое покрытие	Оклеечное	1. Битумная грунтовка (1 вес.ч битума БНИ-IV (ГОСТ 9812-74) на 2½ вес.ч.бензина). 2. Холодная изольная мастика МРБ-Х-Т15. ТУ 21-27-37-74 МПСМ.	5-6	Подземная в непроходных каналах. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции	150

Продолжение таблицы 2

Наименование покрытия	Класс покрытия	Структура покрытия по слоям. ГОСТ и ТУ на материалы и изделия	Общая толщина, мм	Способ прокладки. Вид теплоносителя	Вид тепловой изоляции	Максимально допустимая температура теплоносителя, °С
		3. Изол. ГОСТ 10296-79. 4. Холодная изольная мастика. 5. Изол. 6. Бумага мешочная. ГОСТ 2228-81				
8. Стеклоармированное битумопропиленовое покрытие типа СБП(А)	Оклеечное	Четырехслойное покрытие СБП(А). ТУ 400-2-401-93. 1. Битумная грунтовка или лак БТ-577 (толщиной 0,05-0,20 мм). 2. Битумопропиленовая мастика и армирующий стеклохолст (1,5-2,0 мм). 3. Битумопропиленовая мастика и армирующий стеклохолст (1,5-2,0 мм). 4. Битумопропиленовая мастика и обертка бумагой мешочной	4-6	Подземная в непроходных каналах; подземная бесканальная. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции. Теплоизоляционные конструкции бесканальной прокладки с битумовермикулитом и биту-	150

		(1,5-2,0 мм) ГОСТ 2228-81			мокерамзитом	
9. Металлизационное алюминиевое покрытие	Металлизационное	Два покровных слоя металлизационного алюминиевого покрытия. ГОСТ 9.304-87. Один слой пропитки одним из следующих материалов: ОС 51-03. ТУ 84-725-83; ЭП 969. ТУ 6-10-1985-84; КО 198М. ТУ 6-02-821-74; КО-921. ГОСТ 16508-70	0,25-0,30	Подземная в непроходных каналах и в тоннелях, подземная бесканальная, по стенам снаружи зданий, в технических подпольях. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции и теплоизоляционные конструкции бесканальных прокладок	150
10. Покрытие на основе оксида алюминия*	Металлизационное	Один слой покрытия плазменного напыления из смеси порошков алюминия ПА-4. ТУ 70989 (института "Элис") — 85% (по массе) и ильменита (месторождения Иршанского. ТУ 48-4-236-72 или Гремяхо-Вырмесского) — 15%	0,2-0,3	Подземная в непроходных каналах; подземная бесканальная. Вода	Все виды подвесной тепловой изоляции, теплоизоляционные конструкции бесканальной прокладки	150

Примечания: 1. Покрытия, отмеченные *, наносятся на трубы только в заводских условиях. 2. Металлизационные алюминиевые покрытия следует применять для трубопроводов с теплоизоляцией из материалов, имеющих pH не ниже 4,5 и не выше 9,5.

гибкости;

водопоглощению.

2.1.6. Покрытия, защитные свойства которых не отвечают предъявляемым требованиям, применять для антикоррозионной защиты трубопроводов тепловых сетей не допускается.

2.1.7. Покрытия для защиты трубопроводов водяных тепловых сетей от наружной коррозии должны отвечать следующим требованиям:

термостойкость — 1875 ч при температуре 150°С (см. приложение 1, п. 24);

термовлагостойкость — 50 циклов "увлажнение — сушка" (один цикл включает полное увлажнение тепловой изоляции, окружающей трубу с покрытием, с последующей сушкой при температуре 75°С в течение пяти суток) [см. приложение 1, п. 25];

стойкость в агрессивных средах: сохранение защитных свойств под воздействием кислого pH = 2,5 в течение 3000ч и щелочного pH = 10,5 в течение 3000 ч растворов (для металлизационных алюминиевых покрытий при pH = 4,5 и pH = 9,5);

стойкость к воздействию приложенных электрических потенциалов — анодных 0,5-1,0 В в течение 3000 ч и катодных минус 0,5-1,0 В в течение 3000 ч.

Покрытия, предназначенные для применения в бесканальных прокладках, кроме того, должны быть устойчивы к истиранию: сохранять защитные свойства после поступательно-возвратных перемещений трубы с покрытием с суммарной длиной перемещений 250 м, под нагрузкой на трубу от давления грунта 2300 кгс/м^2, в обсыпке из речного песка с 10-15% (по массе) гравийно-щебеночных включений.

2.1.8. После полного цикла стендовых испытаний покрытие должно сохранять защитные свойства (отсутствие разрушений покрытия и коррозии металла), а физико-механические показатели его должны быть:

удельное объемное электрическое сопротивление (УОЭС) не ниже $\rho_v \geqslant 1 \cdot 10^8$ Ом·см (на класс металлизационных покрытий и на лакокрасочные покрытия, включающие металлические наполнители и являющиеся электропроводными, не распространяется).

Примечание. Значение УОЭС является одним из основных показателей, по которому оцениваются защитные свойства покрытия и главным образом динамика их изменения в процессе воздействия внешних факторов;

сплошность — 100%;

прочность при ударе для классов лакокрасочных, оклеечных и металлизационных покрытий не ниже 30 кгс·см, для класса стеклоэмалевых — не ниже 7 кгс·см;

адгезия — "удовлетворительная";

гибкость — отсутствие излома на оправке диаметром не более 100 мм (на класс стеклоэмалевых покрытий не распространяется);

водопоглощение не более 0,6% после 120 ч нахождения в воде (на класс стеклоэмалевых покрытий не распространяется).

2.2. Требования к проверке физико-механических показателей антикоррозионных покрытий

2.2.1. Измерение толщины антикоррозионных покрытий в диапазоне от 0 до 3 мм рекомендуется производить с помощью магнитных измерителей толщины, погрешность которых в диапазоне от 50 до 250 мкм не должна превышать $\pm(0{,}2Ax + 2)$ мкм, в диапазоне от 250 мкм и более $\pm(0{,}2Ax + 5)$ мкм, где Ах — номинальное значение измеряемой величины (типов МТ41-МЦ, МИП-10 или др.). Для измерения толщины более 3 мм следует использовать штангенциркули с погрешностью измерений 0,05 мм.

2.2.2. Определение сплошности антикоррозионных покрытий должно производиться электроконтактным методом для всех классов покрытий, кроме металлизационных и лакокрасочных, включающих металлические наполнители и являющихся электропроводными.

Сплошность покрытий контролируется с помощью специально предназначенных для этого дефектоскопов. Электрические дефектоскопы не могут быть использованы для покрытий, включающих в качестве наполнителя электропроводные материалы.

Сплошность стеклоэмалевых и лакокрасочных покрытий (толщиной до 0,5 мм) рекомендуется проверять с помощью электрокон-

тактных дефектоскопов (например, типа ЛКД-1 с питанием от аккумуляторных батарей с номинальным напряжением 8,4 В).

Для оклеечных покрытий и лакокрасочных толщиной более 0,5 мм рекомендуется применять искровой дефектоскоп с напряжением на щупе до 20 кВ (Крона-1р). Оклеечные покрытия толщиной 5 мм и более проверяются при напряжении 20 кВ; лакокрасочные покрытия при толщине соответственно 200 мкм — при 2 кВ, 300 мкм — при 3 кВ, 400 мкм — 4 кВ, 500 мкм — 5 кВ.

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

2.2.3. Определение удельного объемного электрического сопротивления антикоррозионных покрытий производится согласно ГОСТ 6433.2-71[25]. Для антикоррозионных покрытий, применяемых в тепловых сетях, определение УОЭС допускается производить по методу ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева[1].

Измерения рекомендуется производить с помощью тераомметров с основной погрешностью на рабочих поддиапазонах от $3 \cdot 10^8$ до 10^{11} Ом не более ±4%; от $3 \cdot 10^{11}$ до 10^{12} Ом не более ±6%; на рабочем поддиапазоне 10^{13} Ом не более ±10% (тип Е6-13А).

Значение УОЭС — ρ_v (Ом·см) следует определять по формуле

$$\rho_v = R_v \frac{S_A}{b},$$

где R_v — переходное электрическое сопротивление покрытия, измеренное тераомметром, Ом;

S_A — площадь покрытия, контактирующая с измерительным электродом, см^2;

b — среднее арифметическое значение толщины покрытия, см.

2.2.4. Определение ударной прочности антикоррозионных покрытий должно производиться по ГОСТ 4765-73[26].

---

[1]Данный метод опробован рядом научно-исследовательских и эксплуатационных организаций (ВНИИГ, ОРГРЭС, АКХ) и применяется при испытаниях антикоррозионных покрытий для стальных труб тепловых сетей. Точность получаемых при этом методе результатов несколько ниже, чем при измерениях по ГОСТ 6433.2-71[25], но этот метод дает возможность производить измерения на образцах, проходящих испытания, и на трубах в заводских и полевых условиях.

За ударную прочность покрытия принимается наибольшая высота, при свободном падении с которой груз массой 1 кг не вызывает разрушения покрытия. Ударная прочность выражается в кгс·см.

За результат испытаний должно приниматься среднее арифметическое трех определений, проводимых последовательно на разных участках образца. Отклонение от среднего значения должно быть не более 1 кгс·см.

2.2.5. Определение адгезии лакокрасочных антикоррозионных покрытий рекомендуется производить по методу решетчатых надрезов в соответствии с ГОСТ 15140-78[27]. Сущность метода заключается в нанесении на лакокрасочное покрытие решетчатых надрезов и визуальной оценке по четырехбалльной системе состояния покрытия после нанесения надрезов.

Размер единичного квадрата должен выбираться в зависимости от толщины покрытия: при толщине менее 60 мкм — 1x1 мм, при толщине от 60 до 120 мкм — 2x2 мм, при толщине от 120 до 200 мкм — 3x3 мм. Адгезия в баллах оценивается по состоянию решетки надрезов.

Адгезия, оцененная в 1 и 2 балла, считается удовлетворительной. (1 балл — края надрезов гладкие, без признаков отслаивания; 2 балла —незначительное отслаивание покрытия в местах пересечения линий решетки не менее чем на 5% поверхности решетки).

Адгезию оклеечных покрытий следует проверять путем надреза покрытия до металла по двум сходящимся под углом 45-50° линиям и определения усилия отрыва с помощью динамометра. Покрытие должно отделяться от трубы с усилием не менее 2 кгс.

2.2.6. Определение гибкости антикоррозионных покрытий следует производить по ГОСТ 6806-73[28], при этом испытательная панель должна быть дополнена оправками диаметрами 30, 50, 75, 100, 150 мм. За значение гибкости принимается минимальный диаметр стержня в миллиметрах, на котором при изгибе образца испытуемое покрытие остается неповрежденным.

2.2.7. Определение водопоглощения антикоррозионных покрытий следует производить по ГОСТ 21513-76[29].

Водопоглощение характеризуется количеством воды, сорбированной единицей массы покрытия при нахождении его в воде в

течение установленного срока (для покрытий, предназначенных для труб тепловых сетей, — 120 ч).

2.3. Требования к нанесению антикоррозионных покрытий

2.3.1. Защитные антикоррозионные покрытия должны наноситься на трубы в стационарных условиях, механизированным способом на трубозаготовительных заводах или производственных базах строительно-монтажных предприятий.

Нанесение покрытий в полевых условиях допускается при защите участков сварных соединений трубопроводов и арматуры, при устранении повреждений покрытия, а также при малых объемах ремонтных работ.

2.3.2. Перед нанесением покрытий должна быть обеспечена качественная подготовка поверхности труб. Подготовка поверхности является основной технологической операцией, которая непосредственно предшествует нанесению покрытия. Эта операция производится с целью создания условий, обеспечивающих прочное сцепление покрытия с поверхностью трубы путем полной очистки последней от продуктов коррозии, окалины, масла, влаги, всевозможных загрязнений, и придания поверхности необходимой шероховатости.

Технология подготовки поверхности труб должна строго соответствовать требованиям технических условий по нанесению того или иного вида покрытия.

2.3.3. Для обеспечения заданных защитных свойств покрытий должен производиться контроль нормируемых показателей качества покрытий.

Качество антикоррозионных покрытий должно проверяться на предприятии (заводе) после окончания работ по нанесению покрытий на трубы и на трассе после гидравлического испытания трубопровода и нанесения антикоррозионного покрытия на участки сварных стыковых соединений.

Контроль качества должен включать: наружный осмотр, контроль сплошности, проверку адгезии, измерение толщины покрытия. Наружным осмотром выявляются видимые дефекты покрытия (отслоения, трещины, сколы), допущенные при нанесении покры-

тия или в процессе транспортировки труб и при проведении монтажных работ на трассе.

Все обнаруженные дефекты покрытия должны быть устранены.

2.3.4. На каждую партию труб с антикоррозионным покрытием, отправляемую на объекты строительства, должен быть выдан сертификат, в котором указываются данные по виду покрытия, толщине, сплошности, адгезии с металлом.

2.3.5. К покрытиям класса "стеклоэмалевые" предъявляются следующие требования.

2.3.5.1. Стеклоэмалевые покрытия отличаются наиболее высокими защитными свойствами и главным образом высокой термостойкостью. Эти покрытия рекомендуются для применения при любых способах прокладки тепловых сетей и видах тепловой изоляции, в любых грунтовых условиях, для любого вида теплоносителя (вода, пар) при температурах до 300°С.

2.3.5.2. Стеклоэмалевые покрытия должны наноситься на трубы в заводских условиях на специальных эмалировочных установках.

2.3.5.3. Стеклоэмалевые покрытия должны быть не менее чем двухслойными. Оптимальная толщина двухслойных покрытий должна быть 500-600 мкм.

2.3.5.4. Стеклоэмалевое покрытие, нанесенное на поверхность труб, должно иметь стопроцентную сплошность, не иметь пузырей, пор, отколов, трещин и других дефектов, обнажающих первый слой эмали или металл.

2.3.5.5. При работах с эмалированными трубами следует иметь в виду низкую по сравнению с другими покрытиями ударную прочность стеклоэмалей. Работы, связанные с транспортировкой, погрузкой, разгрузкой эмалированных труб и их монтажом на трассе, следует производить способами, исключающими порчу покрытия (механизированно).

2.3.5.6. Трубы со стеклоэмалевым покрытием должны транспортироваться к месту строительства на специальных трубовозах, оборудованных крепежными устройствами. Ложементы трубовозов должны иметь резиновые или войлочные прокладки.

2.3.5.7. При проведении сварочных работ на стыковых соединениях соседние с завариваемыми стыками участки эмалирован-

ных труб должны быть защищены экранами, исключающими попадание брызг металла на стеклоэмалевое покрытие.

2.3.5.8. Участки сварных стыковых соединений трубопроводов, выполненных из эмалированных труб, а также места с поврежденным покрытием, должны эмалироваться на трассе с использованием специальных передвижных эмалировочных установок. При отсутствии таких установок защита участков сварных стыковых соединений трубопроводов тепловых сетей с теплоносителем — вода с температурой до 150°С должна производиться органосиликатным покрытием ОС 51-03 (с отвердителем естественной сушки) с соблюдением технологических указаний, приведенных в [1]. При отсутствии краски ОС 51-03 допускается применение изолового покрытия.

2.3.6. К покрытиям класса "лакокрасочные" предъявляются следующие требования.

2.3.6.1. Органосиликатная композиция ОС 51-03 рекомендуется для защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов тепловых сетей при подземной прокладке в непроходных каналах и подземной бесканальной прокладке для всех видов тепловой изоляции.

Органосиликатная композиция ОС 51-03 горячего отверждения должна наноситься на трубы только в заводских условиях. Эта композиция отличается повышенной термостойкостью и рекомендуется для защиты от наружной коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей при температурах теплоносителя до 180°С.

Участки сварных стыковых соединений трубопроводов с покрытием ОС 51-03 горячего отверждения должны защищаться краской ОС 51-03 холодного отверждения (с отвердителем), наносимой в полевых условиях кистью на предварительно очищенную и обезжиренную поверхность металла.

При нанесении покрытия ОС 51-03 горячего и холодного отверждения должны строго соблюдаться технологические указания, приведенные в [1].

Необходимо учитывать, что краска ОС 51-03 холодного отверждения после введения отвердителя пригодна для применения в течение не более 48 ч.

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

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

2.3.6.4. Покрытие КО должно иметь показатели, отвечающие следующим нормам:

сплошность — 100%, прочность при ударе не менее 25 кгс·см, адгезия по методу решетчатых надрезов не более 2 баллов, гибкость — не более 60 мм, УОЭС не менее $1 \cdot 10^{14}$ Ом·см.

2.3.6.5. Композиция КО является токсичной и пожароопасной (относится к третьему классу опасности по ГОСТ 12.1.007-76[31], что обусловлено свойствами растворителей, входящих в ее состав (толуол, сольвент, этилцеллозольв), в связи с чем при производстве, применении и испытании композиции КО должны строго соблюдаться правила техники безопасности и промышленной санитарии по ГОСТ 12.3.005-75[30].

Покрытие КО в отвержденном состоянии является нетоксичным.

2.3.6.6. Защита участков сварных стыковых соединений трубопроводов с покрытием КО должна производиться покрытием ОС 51-03 холодного отверждения (см. п. 2.3.6.1).

2.3.6.7. Эпоксидное покрытие ЭП-969 рекомендуется для трубопроводов водяных тепловых сетей при подземных прокладках в непроходных каналах для всех видов тепловой изоляции при температурах теплоносителя до 150°С.

2.3.6.8. Эпоксидное покрытие ЭП-969 должно наноситься на трубы в заводских условиях.

На участки сварных стыковых соединений трубопроводов покрытие может наноситься в полевых условиях. Нанесение покрытия должно производиться с соблюдением технологических требований, приведенных в [1].

2.3.6.9. Покрытие ЭП-969 должно иметь показатели, отвечающие следующим нормам:

сплошность 100%, адгезия не ниже 1 балла, прочность при ударе не менее 50 кгс·см, УОЭС не менее $1 \cdot 10^8$ Ом·см.

2.3.6.10. При работах с покрытием необходимо учитывать, что эмаль ЭП-969 после введения отвердителя должна быть использована в течение 8 ч.

2.3.6.11. При работах с эпоксидной эмалью ЭП-969 необходимо соблюдать правила работ с взрывоопасными, пожароопасными и токсичными материалами. Покрытие ЭП-969 в отвержденном состоянии не оказывает вредного воздействия на организм человека.

2.3.7. К покрытиям класса "оклеечные" предъявляются следующие требования.

2.3.7.1. Изоловое и стеклобитумопропиленовое покрытия рекомендуются для защиты от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей при подземных прокладках в непроходных каналах, для всех видов подвесной тепловой изоляции при температуре теплоносителя до 150°С.

Стеклобитумопропиленовое покрытие рекомендуется также к применению в подземных бесканальных прокладках с тепловой изоляцией из битумоперлита, битумовермикулита и битумокерамзита.

2.3.7.2. Изоловое и стеклобитумопропиленовое покрытия должны, как правило, наноситься на трубы в заводских условиях. На участки сварных стыковых соединений трубопроводов эти покрытия могут наноситься в полевых условиях.

2.3.7.3. При проведении работ по нанесению изолового покрытия необходимо строго соблюдать правила работ с взрыво- и пожароопасными материалами, так как в состав битумной грунтовки в качестве растворителя входит бензин.

2.3.7.4. Приемка изолового и битумопропиленового покрытий, нанесенных на трубы, должна производиться ОТК завода-изготовителя партиями в соответствии с нормативно-технической документацией.

Приемка стеклобитумопропиленового покрытия на трубах должна производиться не ранее 6 ч после нанесения покрытия.

2.3.7.5. На трубы со стеклобитумопропиленовым покрытием не позднее чем через 30 дн после нанесения на них покрытия должна быть нанесена тепловая изоляция.

Складирование и перемещение труб со стеклобитумопропиленовым и изоловым покрытиями разрешается только механизированным способом, исключающим повреждения покрытия.

Транспортировка изолированных труб должна производиться автомашинами, снабженными инвентарными прокладками и специальными крепежными устройствами.

2.3.8. К покрытиям класса "металлизационные" предъявляются следующие требования.

2.3.8.1. Металлизационное алюминиевое покрытие (с пропиткой) рекомендуется для защиты от коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей при подземных прокладках в непроходных каналах и надземных прокладках, а также при прокладках трубопроводов в тоннелях, по стенам снаружи зданий и в технических подпольях при температурах теплоносителя до 150°С. Покрытие может применяться со всеми видами подвесной тепловой изоляции и теплоизоляционными конструкциями бесканальных прокладок при условии, если материалы, входящие в тепловую изоляцию, имеют pH не ниже 4,5 и не выше 9,5.

2.3.8.2. Металлизационное алюминиевое 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 0,25-0,30 мм.

2.3.8.3. Подготовка наружной поверхности труб перед металлизацией должна производиться дробеструйной или дробеметной обработкой. Оптимальная шероховатость поверхности должна находиться в пределах 12,5÷25,0 мкм. Шероховатость поверхности следует определять в соответствии с ГОСТ 2789-73[32]. Перерыв между окончанием подготовки поверхности и началом металлизации не должен превышать 6 ч.

2.3.8.4. Поверх двух слоев металлизационного алюминиевого покрытия для перекрытия пористости должен быть нанесен один слой пропиточного материала. В качестве пропиточного материала рекомендуется использовать органосиликатную краску ОС 51-03 холодного отверждения (с отвердителем), которая должна наноситься в один слой в соответствии с ТУ 84-725-83[12] и [1]. Допускается для пропиточного слоя применять один из следующих лакокрасоч-

ных материалов: эмаль ЭП-969 (салатовую, ТУ 6-10-1985-84[13]), кремнийорганическую композицию КО-198М (ТУ 6-02-821-74[21]), кремнийорганическую композицию КО-921 (ГОСТ 16508-70[22]).

2.3.8.5. Защита участков сварных стыковых соединений трубопроводов с металлизационным алюминиевым покрытием в полевых условиях должна производиться ручными газопламенными или электродуговыми металлизаторами.

Участок сварного шва шириной 30-40 мм должен быть подвергнут механической очистке с помощью шлифовальной машины или механических щеток до металлического блеска. Перерыв между окончанием очистки и началом металлизации в трассовых условиях должен быть не более 3 ч в сухую погоду и не более 30 мин при работе в сырую погоду. Участки сварных стыковых соединений, изолируемые металлизационным алюминиевым покрытием в полевых условиях, должны быть защищены от атмосферных осадков.

2.3.8.6. Металлизационное покрытие на основе оксида алюминия 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.

2.3.8.7. Защита участков сварных стыковых соединений трубопроводов с покрытием на основе оксида алюминия в трассовых условиях должна производиться либо металлизационным алюминиевым покрытием с применением ручных газопламенных или электродуговых металлизаторов, либо органосиликатной краской ОС 51-03 холодного отверждения (с отвердителем).

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЕЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ

3.1. Общие требования

3.1.1. Электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей при наличии признаков опасности наружной коррозии (см. пп. 1.2.2, 1.2.3) должна осуществляться методом катодной поляризации, основанном на снижении скорости коррозии трубопроводов по мере

смещения их потенциалов в сторону отрицательных значений относительно стационарного потенциала.

Смещение потенциала трубопроводов должно осуществляться либо с помощью источников постоянного тока, либо с помощью вспомогательных электродов (протекторов, располагаемых в канале или непосредственно на поверхности трубопроводов), имеющих более отрицательный потенциал, чем потенциал защищаемого трубопровода.

3.1.2. Для трубопроводов тепловых сетей с пенополиуретановой тепловой изоляцией и трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена (конструкция "труба в трубе") и аналогичной изоляционной конструкцией на стыках труб, отводах и углах поворотов, имеющих систему оперативного дистанционного контроля (ОДК) состояния изоляции трубопроводов, ЭХЗ не применяется.

В случае отсутствия системы ОДК состояния изоляции трубопроводов решение о необходимости ЭХЗ принимает проектирующая организация по согласованию с инвестором (заказчиком).

3.1.3. Для трубопроводов тепловых сетей при бесканальной и канальной прокладках с металлизационным алюминиевым антикоррозионным покрытием на трубах средства ЭХЗ должны применяться только в случае опасного влияния блуждающих токов.

3.2. Требования к электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей при бесканальной прокладке

3.2.1. Катодная поляризация трубопроводов тепловых сетей с антикоррозионным покрытием при бесканальной прокладке в грунтах высокой коррозионной агрессивности при отсутствии опасного влияния блуждающих токов должна осуществляться таким образом, чтобы значения разности потенциалов между трубопроводами и медносульфатным электродом сравнения находились в пределах от минус 1,1 до минус 2,5 В.

При отсутствии антикоррозионного покрытия на наружной поверхности трубопроводов значения разности потенциалов могут находиться в пределах от минус 1,1 до минус 3,5 В.

3.2.2. Катодная поляризация трубопроводов тепловых сетей при бесканальной прокладке только при наличии опасного влияния по-

стоянных блуждающих токов (в грунтах низкой и средней коррозионной агрессивности) должна осуществляться таким образом, чтобы обеспечивалось отсутствие на трубопроводах анодных и знакопеременных зон.

3.2.3. Катодная поляризация трубопроводов тепловых сетей при бесканальной прокладке только при наличии опасного влияния переменных блуждающих токов (в грунтах низкой и средней коррозионной агрессивности) должна осуществляться таким образом, чтобы обеспечивались значения разности потенциалов, указанные в п. 3.2.1.

3.2.4. Катодная поляризация трубопроводов тепловых сетей при бесканальной прокладке в грунтах высокой коррозионной агрессивности с одновременным опасным влиянием блуждающих токов должна осуществляться таким образом, чтобы средние значения разности потенциалов соответствовали установленным в п. 3.2.1 значениям.

При этом мгновенные значения потенциалов (по абсолютной величине) должны быть не менее значения стационарного потенциала, а при отсутствии возможности его определения — не менее 0,7 В.

3.3. Требования к электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей при канальной прокладке в случаях затопления или заноса каналов грунтом

3.3.1. Катодная поляризация трубопроводов тепловых сетей с антикоррозионным покрытием при канальной прокладке (при затоплении или заносе канала грунтом) при отсутствии опасного влияния блуждающих токов и расположении анодных заземлителей за пределами канала должна осуществляться таким образом, чтобы значения разности потенциалов между трубопроводами и медносульфатным электродом сравнения находились в пределах от минус 1,1 до минус 2,5 В, а при отсутствии антикоррозионного покрытия на наружной поверхности трубопроводов — в пределах от минус 1,1 до минус 3,5 В.

При одновременном опасном влиянии блуждающих токов средние значения разности потенциалов должны соответствовать ука-

занным в данном пункте значениям. При этом мгновенные значения потенциалов (по абсолютной величине) должны быть не менее значения стационарного потенциала, а при отсутствии возможности его определения — не менее 0,7 В.

3.3.2. Катодная поляризация трубопроводов тепловых сетей при канальной прокладке (при затоплении и заносе каналов грунтом) независимо от наличия (или отсутствия) опасного влияния блуждающих токов при расположении анодных заземлителей в канале должна осуществляться таким образом, чтобы значения смещения разности потенциалов между трубопроводом и измерительным электродом сравнения в сторону отрицательных значений находились в пределах от 0,3 до 0,8 В.

3.4. Способы электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей при разных способах прокладки и условиях эксплуатации

3.4.1. Катодная поляризация подземных трубопроводов тепловых сетей в зависимости от признаков опасности коррозии должна осуществляться с помощью установок электродренажной и катодной защиты, а также протекторов.

3.4.2. Электродренажная защита трубопроводов тепловых сетей (с помощью поляризованных или усиленных электродренажей) должна применяться при бесканальной прокладке в случае опасного действия постоянных блуждающих токов.

Электродренажная защита трубопроводов тепловых сетей при канальной прокладке может применяться при опасном действии блуждающих токов в случаях затопления или заноса каналов грунтом.

3.4.3. Электродренажная защита трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок может осуществляться совместно со смежными подземными металлическими сооружениями.

3.4.4. Поляризованные и усиленные дренажи, подключенные к рельсовым путям электрифицированных дорог с автоблокировкой, не должны нарушать нормальную работу рельсовых цепей систем централизованной блокировки (СЦБ).

3.4.5. Установки катодной защиты могут применяться при всех признаках опасности коррозии на трубопроводах тепловых сетей. При этом в случаях опасного влияния блуждающих токов они могут применяться, когда смещение потенциалов трубопроводов под влиянием блуждающих токов могут быть скомпенсированы токами установок катодной защиты.

3.4.6. Электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей на участках их прокладки в футлярах, а также при увлажнении изоляционной конструкции капельной влагой при прокладке в каналах должна осуществляться с помощью протекторов стержневого типа, устанавливаемых непосредственно на поверхности трубопроводов в тепловой изоляции. Электрохимическая защита трубопроводов на участках их прокладки в футлярах должна осуществляться, как правило, при строительстве, реконструкции или перекладке тепловых сетей.

Примечание. При наличии на поверхности трубопроводов алюминиевого покрытия, выполняющего функции протектора, применение протекторов стержневого типа в указанных в п. 3.4.6 случаях не требуется.

3.4.7. Защита трубопроводов тепловых сетей на участках прохода их через неподвижные щитовые железобетонные опоры должна осуществляться с помощью протекторов стержневого типа или алюминиевых покрытий, выполняющих функции протектора, которые при этом должны наноситься также на поверхность опорных колец и косынок.

3.4.8. Электрохимическую защиту трубопроводов тепловых сетей при бесканальной прокладке следует предусматривать в процессе их проектирования при наличии признаков опасности коррозии, а также в процессе эксплуатации тепловых сетей, если защита не была предусмотрена.

3.4.9. Электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей при канальной прокладке, как правило, должна предусматриваться в процессе их эксплуатации на участках затопления или заноса каналов грунтом. По требованию организации, эксплуатирующей тепловые сети, ЭХЗ может быть предусмотрена на отдельных участках реконструируемых или перекладываемых тепловых сетей.

В техническом задании, передаваемом заказчиком (эксплуатационной организацией) проектной организации, для выполнения проектных работ по ЭХЗ должны быть изложены: признаки опасности наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей в части наличия воды или грунта в канале, границ этого участка, предполагаемого максимального уровня затопления канала; наличие или отсутствие опорных конструкций и тепловой изоляции на трубопроводах на участке прокладки их в футлярах.

3.4.10. На абонентских вводах тепловых сетей на объекты, являющиеся источниками блуждающих токов (объекты трамвайной сети, метрополитена, электрифицированных железных дорог — депо, тяговые подстанции, ремонтные базы) должны устанавливаться ЭФС, обеспечивающие увеличение продольного электрического сопротивления трубопроводов для уменьшения влияния источников блуждающих токов на трубопроводы тепловых сетей.

3.4.11. На тепловых сетях должны применяться ЭФС, имеющие на внутренней поверхности участков труб, примыкающих к фланцевому соединению, диэлектрическое изоляционное покрытие. Длина участка труб с покрытием должна быть не менее одного диаметра трубы.

3.4.12. Электрохимическая защита подземных тепловых сетей должна осуществляться так, чтобы исключить вредное влияние ее на смежные подземные металлические сооружения. Признаки вредного влияния ЭХЗ изложены в [1]

3.5. Контроль эффективности установок электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей

3.5.1. Контроль эффективности работы установок ЭХЗ в зонах их действия на подземных трубопроводах тепловых сетей должен производиться на стационарных опорных КИП, по значениям потенциалов, приведенным в пп 3.2 1-3 2.4, пп. 3.3.1 и 3.3.2.

3.5.2 На участках тепловых сетей бесканальной прокладки, а также канальной прокладки при расположении анодных заземлителей за пределами канала, при отсутствии стационарных КИП допускается проведение измерительных работ с использованием переносного медносульфатного электрода сравнения.

3.5.3. Измерительные работы по определению эффективности действия ЭХЗ должны производиться не реже двух раз в год по методикам, изложенным в [1].

3.6. Требования к монтажу, наладке и приемке средств электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей

3.6.1. Строительно-монтажные работы по установке средств электрохимической защиты на трубопроводах тепловых сетей должны выполняться в соответствии с требованиями проектной документации на ЭХЗ.

3.6.2. Строительно-монтажные работы должны выполняться, как правило, специализированными организациями, имеющими соответствующие лицензии (разрешения). Допускается выполнение строительно-монтажных работ организацией, эксплуатирующей средства ЭХЗ на тепловых сетях, также при наличии лицензии.

3.6.3. Электромонтажные работы должны производиться в соответствии с требованиями "Правил устройств электроустановок" ПУЭ[35] , СНиП 3.05.06-85[33] и СН 85-74[34].

3.6.4. Аппаратура, применяемая для электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей, должна подвергаться предустановочному контролю. Предустановочному контролю подлежат преобразователи для катодной и дренажной защиты, блоки для совместной защиты.

3.6.5. Установку катодных станций и электродренажей следует производить на железобетонных или металлических опорах, на наружных кирпичных или бетонных стенах, на бетонных или кирпичных оградах, в нежилых помещениях зданий и сооружений. Высота установки корпуса защитной установки должна быть в пределах от 1,2 до 1,5 м от земли (пола) до низа корпуса.

3.6.6. Подводящие провода и кабели должны вводиться в корпус катодных станций (преобразователей) и электродренажей через трубы, нижняя часть которых должна быть углублена в землю на 400-500 мм. Провода и кабели должны иметь наконечники, обеспечивающие их надежное подключение.

3.6.7. Корпуса катодных станций и усиленных электродренажей подлежат заземлению, которое должно выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ.

3.6.8. На дверцах корпусов защитных устройств должны быть указаны наименование и номер телефона организации, обслуживающей защитное устройство.

3.6.9. Устройства ЭХЗ должны подключаться к источникам питания переменного тока при наличии согласования на подключение организаций, которым принадлежат источники питания. Подключение должно производиться в присутствии представителя этих организаций.

3.6.10. Все работы, связанные с присоединением дренажных кабелей к соответствующим устройствам сети электрифицированного рельсового транспорта, должны производиться согласно предписаниям эксплуатационных организаций (трамвая, метрополитена, железных дорог) и в присутствии представителей этих организаций.

3.6.11. Строительно-монтажной организацией в процессе выполнения строительно-монтажных работ должны быть составлены исполнительные чертежи на построенные установки ЭХЗ.

3.6.12. После окончания работ строительно-монтажная организация должна передать предприятию, эксплуатирующему тепловые сети, следующую техдокументацию:

исполнительные чертежи на смонтированные установки ЭХЗ;

оформленные акты приемки строительно-монтажных работ (для каждой установки в отдельности).

3.6.13. Установку электроизолирующих фланцевых соединений следует производить в собранном виде.

3.6.14. При прокладке трубопроводов по железобетонным стенам и опорам на объектах, являющихся источниками блуждающих токов, должна применяться электроизоляция трубопроводов от опорных конструкций.

3.6.15. При установке ЭФС вне помещений следует предусматривать съемные приспособления, обеспечивающие защиту фланцевого соединения от атмосферных осадков (козырьки, короба и т.д.).

3.6.16. Присоединение протекторов стержневого типа к трубопроводам должно производиться путем приварки токоввода про-

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

Количество устанавливаемых протекторов в зависимости от их типа, диаметра трубопровода, наличия или отсутствия антикоррозионного покрытия и ожидаемого уровня затопления канала или футляра определяется проектом.

3.6.17. Наладка смонтированных установок ЭХЗ должна выполняться специализированной строительно-монтажной организацией или специализированным подразделением организации, эксплуатирующей тепловые сети. В случае недостаточной эффективности работы установок ЭХЗ (зона действия меньше установленной проектом, недостаточный защитный потенциал сооружения) к наладке установок ЭХЗ должна быть привлечена организация, разрабатывавшая проект защиты.

Наладка установок ЭХЗ должна производиться также после их капитального ремонта.

3.6.18. При наладке усиленного дренажа должен быть проверен потенциал трубопровода в точке дренирования, а также соответствие напряжения "рельс-трубопровод" допустимому обратному напряжению выпрямляющего элемента (вентиля). Напряжение "рельс-трубопровод" должно измеряться в момент наибольшей положительной полярности рельса.

3.6.19. Значения потенциалов трубопроводов в пределах защитной зоны, полученные в результате наладки установок ЭХЗ, должны соответствовать требованиям пп. 3.2.1-3.2.4 и пп. 3.3.1 и 3.3.2.

3.6.20. Установки ЭХЗ должны вводиться в эксплуатацию после завершения пусконаладочных работ, проведения комплексного опробования в течение 72 ч и подписания приемочной комиссией акта приемки ЭХЗ в эксплуатацию.

3.6.21. Каждой принятой установке должен быть присвоен порядковый номер, заведен специальный паспорт, в который должны заноситься все данные приемочных испытаний. Форма паспорта приведена в [1].

3.7. Требования к эксплуатации средств электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей

3.7.1. Установки ЭХЗ должны находиться на профилактическом обслуживании, включающем их периодический технический осмотр, проверку эффективности работы установок, планово-предупредительный ремонт (см. п. 3.7.5).

Основным назначением работ по профилактическому обслуживанию установок ЭХЗ является содержание установок в состоянии полной работоспособности, предупреждение их преждевременного износа и нарушений в работе.

3.7.2. Профилактическое обслуживание установок ЭХЗ должно производиться в соответствии с графиком технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, утверждаемым руководителем специализированного подразделения по защите тепловых сетей от коррозии (ПЗК) или главным инженером предприятия, эксплуатирующего тепловые сети. График должен содержать перечень видов и объемов технических осмотров и ремонтных работ, сроки их проведения, указания по организации учета и отчетности о выполненных работах.

3.7.3. Технический осмотр установок ЭХЗ должен включать:

осмотр всех элементов установок ЭХЗ с целью выявления внешних дефектов, проверки отсутствия механических повреждений отдельных элементов, подгаров и следов перегрева, отсутствия раскопок на трассе дренажных кабелей и анодных заземлителей;

проверку исправности предохранителей;

очистку корпусов дренажного и катодного преобразователей и блока совместной защиты снаружи и внутри;

измерение силы тока и напряжения на выходе преобразователя;

измерение потенциала трубопровода в точке подключения установок;

запись в журнале установки о результатах выполненной работы.

3.7.4. Проверка эффективности действия устройств ЭХЗ должна включать все работы по техническому осмотру и измерения по-

тенциалов в постоянно закрепленных контрольно-измерительных пунктах.

3.7.5. Технические осмотры и планово-предупредительные ремонты должны производиться в следующие сроки:

технический осмотр для катодных установок — 2 раза в месяц; для дренажных установок — 4 раза в месяц;

технический осмотр с проверкой эффективности — 1 раз в 6 мес;

текущий ремонт — 1 раз в год;

капитальный ремонт — в зависимости от условий эксплуатации (рекомендуемая периодичность — 1 раз в 5 лет).

3.7.6. Все неисправности в работе установки ЭХЗ должны быть устранены в течение 24 ч после их обнаружения.

3.7.7. На предприятиях, эксплуатирующих средства ЭХЗ, должен быть резервный фонд преобразователей для катодной и дренажной защит из расчета 1 резервный преобразователь на 10 действующих.

3.7.8. Эффективность действия дренажных и катодных установок должна проверяться 2 раза в год, а также при каждом изменении режима работы установок ЭХЗ и при изменениях, связанных с развитием сети подземных сооружений и источников блуждающих токов.

При обнаружении недостаточной эффективности действия защиты (сокращения зоны действия) или превышения значений потенциалов, установленных проектом защиты, должно быть произведено регулирование режима работы защиты.

3.7.9. Сопротивление растеканию тока с анодного заземлителя катодной станции следует измерять во всех случаях, когда режим работы катодной станции резко меняется, но не реже одного раза в год.

3.7.10. Предприятия, осуществляющие эксплуатацию установок ЭХЗ, должны ежегодно составлять отчет о нарушениях в работе защитных установок.

3.7.11. Суммарная продолжительность перерывов в работе установок ЭХЗ на тепловых сетях не должна превышать 7 сут в течение года.

3.7.12. Эксплуатация электроизолирующих фланцевых соединений должна заключаться в периодических технических осмот-

рах ЭФС и проверке их эффективности, которые должны проводиться не реже одного раза в год.

Проверка эффективности ЭФС должна производиться с помощью прибора типа ИКНФ.

3.7.13. При отсутствии прибора типа ИКНФ эффективность действия ЭФС может оцениваться по результатам синхронных измерений потенциалов трубопроводов тепловой сети относительно земли по обе стороны от фланцевого соединения.

Действие ЭФС следует считать эффективным, если разница в значениях потенциалов трубопроводов превышает 5 мВ.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТАХ С ЗАЩИТНЫМИ АНТИКОРРОЗИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ И ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

4.1. При выполнении работ по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии с помощью антикоррозионных покрытий должны строго соблюдаться требования безопасности, приведенные в технических условиях на антикоррозионные материалы и антикоррозионные покрытия, в ГОСТ 12.3.005-75[30], РД 34.03.201-91[5], ГОСТ 12.3.016-87[45], СНиП III-4-80[46].

4.2. К выполнению работ по нанесению на трубы защитных антикоррозионных покрытий могут допускаться только лица, обученные безопасным методам работы, прошедшие инструктаж и сдавшие экзамены в установленном порядке.

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

4.4. При применении и испытании антикоррозионных покрытий, содержащих токсичные материалы (толуол, сольвент, этилцеллозольв и др.), должны соблюдаться правила техники безопасности и промышленной санитарии по ГОСТ 12.3.005-75[30] и "Санитарные и гигиенические требования к производственному оборудованию" 1042-73 [36].

4.5. При применении покрытий, приведенных в табл. 2, необходимо учитывать, что ряд из них относится к категории токсичных, что обусловлено свойствами растворителей, входящих в их состав или применяемых в технологическом процессе (ГОСТ 12.1.007-76[31]):

кремнийорганические покрытия — толуол, этилцеллозольв (III класс опасности), сольвент (IV класс опасности);

органосиликатные покрытия ОС 51-03 горячего и холодного отверждения — толуол (III класс опасности);

эпоксидное покрытие ЭП-969 (растворитель Р-5) — ксилол и этилцеллозольв (III класс опасности), ацетон (IV класс опасности).

4.6. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны при нанесении антикоррозионных покрытий на трубы не должно превышать ПДК, согласно ГОСТ 12.1.005-88[37]:

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

4.7. Все работы, связанные с нанесением антикоррозионных покрытий, содержащих токсичные вещества, должны производиться в цехах, оборудованных приточно-вытяжной и местной вентиляцией в соответствии с ГОСТ 12.3.005-75[30].

4.8. При работах с 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 12.4.011-89[38] и ГОСТ 12.4.103-83[39].

4.9. При производстве на тепловых сетях работ по монтажу, ремонту, наладке установок ЭХЗ и электрическим измерениям необходимо соблюдать требования РД 34.03.201-91[5], ПУЭ[35], ГОСТ 9.602-89[6], СНиП III-А.11.70[40].

4.10. В течение всего времени технического осмотра установок ЭХЗ должно быть отключено напряжение питающей сети и разомкнута цепь дренажа.

4.11. В течение всего периода работы опытной станции катодной защиты, включаемой на период испытаний (2-3 ч), у контура анодного заземлителя должен находиться дежурный, не допускаю-

щий посторонних лиц к анодному заземлителю, и должны быть установлены предупредительные знаки в соответствии с ГОСТ 12.4.026-76[41]

4.12. 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.

4.13. 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".

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЕ НАСТОЯЩИХ ПРАВИЛ И НОРМ

5.1. Настоящие Правила и нормы обязательны для выполнения всеми должностными лицами, специалистами, работниками, занятыми эксплуатацией, ремонтом, наладкой, строительством, монтажом, проектированием средств защиты от наружной электрохимической коррозии тепловых сетей, находящихся в составе организаций и предприятий РАО "ЕЭС России".

5.2. Должностные лица, специалисты, работники, занятые выполнением перечисленных в п. 5.1 работ, несут личную ответственность за соблюдение требований настоящих Правил и норм, а также отвечают за нарушения требований Правил и норм, допущенные их подчиненными.

5.3. Нарушение требований настоящих Правил и норм несет за собой дисциплинарную, административную или иную ответственность, установленную должностными инструкциями для каждого работника и действующим законодательством.

5.4. Отступление от настоящих Правил и норм может быть допущено лишь в исключительных случаях по разрешению организации, утвердившей данный руководящий документ.

Приложение 1

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины	Определение
1. Адгезия	Сцепление антикоррозионного покрытия с металлическим основанием (поверхностью трубы).
2. Анодный заземлитель (анод)	Электрический проводник, погруженный в грунт или раствор электролита. Через анод подводится ток защиты в землю или раствор электролита.
3. Анодная зона	Участок подземного стального трубопровода, на котором потенциал коррозии смещается относительно стационарного потенциала данного трубопровода в сторону положительных значений.
4. Антикоррозионное (защитное) покрытие	Слой или система слоев веществ, наносимых на наружную поверхность труб с целью защиты от коррозии (JSO.8044[43]).
5. Блуждающий ток	Электрический ток, протекающий вне предназначенной для него цепи.
6. Защитный потенциал	Значение потенциала коррозии, при котором достигается коррозионная стойкость металла труб (JSO.8044[43]).
7. Знакопеременная зона	Участок подземного стального трубопровода, на котором потенциал коррозии смещается относительно стационарного потенциала данного трубопровода в сторону положительных и отрицательных значений.
8. Катодная зона	Участок подземного стального трубопровода, на котором потенциал коррозии смещается относительно стационарного потенциала данного трубопровода в сторону отрицательных значений.

Продолжение приложения 1

Термины	Определение
9. Катодная поляризация	Электрохимическая защита стального трубопровода путем смещения потенциала коррозии в сторону отрицательных значений.
10. Коррозия металла труб	Разрушение металла труб вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой (ГОСТ 5272-68[42]).
11. Коррозионная агрессивность грунта	Совокупность свойств грунта, которые влияют на коррозию металла труб, находящихся в грунте.
12. Коррозионная стойкость	Способность металла труб противостоять коррозии в данной коррозионной системе (JSO.8044[43]).
13. Ложемент	Приспособление с рядом полукруглых выемок для укладки труб, которое исключает возможность соприкосновения труб друг с другом и позволяет предотвратить повреждения покрытия при перевозке труб на автомашинах с прицепом.
14. Медносульфатный электрод сравнения	Электрод сравнения, представляющий собой медный стержень, помещенный в насыщенный раствор сульфата меди. Это наиболее часто применяемый электрод сравнения для измерения потенциала между подземными металлическими трубопроводами и грунтом (ISO.8044[43]).
15. Подвесная тепловая изоляция	Тепловая изоляция на трубопроводе, проложенном в непроходном канале с воздушным зазором между поверхностью изоляции и стенками канала
16. Протекторная (гальваническая) защита	Электрохимическая защита, при которой ток защиты создается коррозионным элементом, образованным с помощью протектора (гальванического анода),. подключенного к защищаемому металлическому трубопроводу

Продолжение приложения 1

Термины	Определение
17. Протектор	Гальванический анод из металла с более отрицательным или более положительным потенциалом, чем защищаемый стальной трубопровод. Непосредственно присоединяется к защищаемому трубопроводу.
18. Потенциал коррозии	Электродный потенциал металла в данной коррозионной системе независимо от того, течет или не течет ток к поверхности металла или от нее (JSO.8044[43]).
19. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны	Концентрации, которые при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч или другой продолжительности, но не более 41 ч в неделю, в течение всего рабочего стажа не могут вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований, в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений (ГОСТ 12.1.005-88[37]).
20. Рабочая зона	Пространство, ограниченное по высоте 2 м над уровнем пола или площадки, на которых находятся места постоянного (временного) пребывания работающих (ГОСТ 12.1.005-88[37]).
21. Разность потенциалов между трубопроводом и грунтом	Напряжение между трубопроводом и окружающим его грунтом или электролитом, измеренное с помощью электрода сравнения.
22. Смещение разности потенциалов	Значение изменения разности потенциалов между трубопроводом и электродом сравнения до и после воздействия внешнего источника тока.
23. Стационарный потенциал	Потенциал стального трубопровода, измеренный при отсутствии блуждающих токов и воздействия других внешних источников тока (ГОСТ 9.602-89[6]).

Окончание приложения 1

Термины	Определение
24. Термостойкость антикоррозионного покрытия	Сохранение антикоррозионным покрытием защитных свойств и установленных физико-механических показателей после испытаний в соответствии с [7], при температуре на поверхности трубы 150-5°С.
25. Термовлагостойкость антикоррозионного покрытия	Сохранение антикоррозионным покрытием защитных свойств и установленных физико-механических показателей после многократных полных увлажнений окружающей трубу тепловой изоляции с последующей сушкой при температуре на поверхности трубы 75 + 5°С в соответствии с [7].
26. Установка катодной защиты	Совокупность устройств, требуемых для электрохимической защиты от коррозии металла (трубопровода) методом катодной поляризации с питанием от постоянного источника тока (преобразователь для катодной защиты, анодный заземлитель, кабель).
27. Электрохимическая защита	Защита металла (трубопровода) от наружной коррозии, осуществляемая поляризацией от внешнего источника тока (преобразователя) или путем соединения с металлом (протектором), имеющим более отрицательный потенциал, чем у защищаемого металла (трубопровода) (ГОСТ 5272-68[42]).
28. Электроизолирующее фланцевое соединение	Конструктивный элемент для прерывания электрической проводимости трубопровода.
29. Электродренажная защита	Электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии, вызываемой блуждающими токами, путем осуществления отвода от защищаемых трубопроводов блуждающих токов к их источнику.

Приложение 2

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ, НА КОТОРЫЕ ИМЕЮТСЯ ССЫЛКИ В ПРАВИЛАХ И НОРМАХ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ

Обозначение НТД	Наименование НТД	Пункт, в котором имеется ссылка
1. РД 34.20.518-95	Типовая инструкция по защите тепловых сетей от наружной коррозии (М.: СПО ОРГРЭС, 1997)	Вводная часть; 1.2.11; 1.2.12; 1.2.16; 2.3.5.8; 2.3.6.1; 3.4.12
2. СНиП 2.04.07-86*	Тепловые сети	Вводная часть
3. РД 34.01.101-93	Номенклатура документов электроэнергетической отрасли (М.: СПО ОРГРЭС, 1994)	Вводная часть
4. РД 34.20.501-95	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (М.: СПО ОРГРЭС, 1996)	Вводная часть
5. РД 34.03.201-91	Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей (М.: СПО ОРГРЭС, 1991)	Вводная часть; 4.1; 4.9
6. ГОСТ 9.602-89	ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.	Вводная часть
7. МУ 34-70-151-86	Методические указания по стендовым испытаниям антикоррозионных покрытий для подземных теплопроводов (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987)	2.1.4
8. ТУ 251-БССР-273-86	Стеклоэмаль марки 155Т	Табл. 2

9. ТУ 34-31-89	Трубы стальные эмалированные для тепловых сетей	Табл. 2
10. ТУ 33-275-88	Стеклоэмали марок МК-5 и МК-5Р	Табл. 2
11. ТУ 33-РСФСР-33-92	Трубы стальные гладкие одношовные с двусторонним стеклоэмалевым покрытием	Табл. 2
12. ТУ 84-725-83	Органосиликатные материалы	Табл. 2
13. ТУ 6-10-1985-84	Эмаль ЭП-969	Табл. 2; 2.3.8.4
14. ТУ 88.УССР.088.001-91	Композиция кремнийорганическая Технические условия	Табл.2
15. ГОСТ 9812-74	Битумы нефтяные изоляционные. Технические условия	Табл. 2
16. ТУ 21-27-37-74 МПСМ	Холодная изольная мастика МРБ-Х-Т15	Табл. 2
17. ГОСТ 10296-79	Изол. Технические условия	Табл. 2
18. ГОСТ 2228-81	Бумага мешочная. Технические условия	Табл. 2
19. ТУ 400-2-401-93	Покрытие стеклоармированное для стальных труб тепловых сетей	Табл. 2
20. ГОСТ 9.304-87	ЕСЗКС. Покрытия газотермические. Общие требования и методы контроля	Табл. 2
21. ТУ 6-02-821-74	Кремнийорганическая композиция КО 198М	Табл. 2; 2.3.8.4
22. ГОСТ 16508-70	Лаки кремнийорганические электроизоляционные. Технические условия	Табл. 2; 2.3.8.4
23. ТУ 70989 (института "Элис")	Порошок алюминиевый	Табл. 2

Обозначение НТД	Наименование НТД	Пункт, в котором имеется ссылка
24. ТУ 48-4-236-72	Концентраты ильменитовые	Табл. 2
25. ГОСТ 6433.2-71	Материалы электроизоляционные твердые. Методы определения электрического сопротивления при постоянном напряжении	2.2.3
26. ГОСТ 4765-73	Материалы лакокрасочные. Метод определения прочности пленок при ударе	2.2.4
27. ГОСТ 15140-78	Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии	2.2.5
28. ГОСТ 6806-73	Материалы лакокрасочные. Метод определения эластичности пленки при изгибе	2.2.6
29. ГОСТ 21513-76	Материалы лакокрасочные. Методы определения водо-и влагопоглощения лакокрасочной пленкой	2.2.7
30. ГОСТ 12.3.005-75	ССБТ. Работы окрасочные. Общие требования безопасности	2.3.6.5; 4.1; 4.4; 4.7
31. ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности	2.3.6.5; 4.5
32. ГОСТ 2789-73	Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики	2.3.8.3
33. СНиП 3.05.06-85	Электротехнические работы	3.6.3
34. СН 85-74	Инструкция по прокладке кабелей до 110 кВ	3.6.3
35. ПУЭ	Правила устройства электроустановок	3.6.3; 4.9

36. Требования 1042-73	Санитарные и гигиенические требования к производственному оборудованию	4.4
37. ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны	4.6; приложение 1
38. ГОСТ 12.4.011-89	ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация	4.8
39. ГОСТ 12.4.103-83	ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация	4.8
40. СНиП III-А.11.70	Техника безопасности в строительстве (М.: Стройиздат, 1976). Сборник изменений и дополнений главы СНиП III-А.11.70 (М.: Стройиздат, 1977)	4.9
41. ГОСТ 12.4.026-76	ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности	4.11
42. ГОСТ 5272-68	Коррозия металлов. Термины	Приложение 1
43. JSO.8044	Международный стандарт. Коррозия металлов и сплавов	Приложение 1
44. РД 34.01.103-94	Правила разработки, пересмотра, утверждения и применения отраслевых руководящих документов по эксплуатации и ремонту оборудования в электроэнергетике	Вводная часть
45. ГОСТ 12.3.016-87	ССБТ. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности	4.1
46. СНиП III-4-80	Правила производства и приемки работ. Техника безопасности в строительстве	4.1

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Требования к выбору методов защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии 4
1.1. Требования к выбору методов защиты от коррозии 4
1.2. Признаки опасности наружной коррозии и требования к методам их определения 6
2. Требования к защитным антикоррозионным покрытиям для трубопроводов тепловых сетей. Методы контроля защитных свойств покрытий 11
2.1. Общие требования 11
2.2. Требования к проверке физико-механических показателей антикоррозионных покрытий 17
2.3. Требования к нанесению антикоррозионных покрытий 20
3. Требования к электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей и методы контроля ее эффективности 26
3.1. Общие требования 26
3.2. Требования к электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей при бесканальной прокладке 27
3.3. Требования к электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей при канальной прокладке в случаях затопления или заноса каналов грунтом 28
3.4. Способы электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей при разных способах прокладки и условиях эксплуатации 29
3.5. Контроль эффективности установок электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей 31
3.6. Требования к монтажу, наладке и приемке средств электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей 32
3.7. Требования к эксплуатации средств электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей 35
4. Требования безопасности при работах с защитными антикоррозионными покрытиями и при эксплуатации устройств электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей 37
5. Ответственность за нарушение настоящих Правил и норм 39
Приложение 1. Термины и определения 40
Приложение 2. Перечень нормативно-технических документов, на которые имеются ссылки в Правилах и нормах по защите трубопроводов тепловых сетей от электрохимической коррозии 44

gost.e-ecolog.ru