Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.060.002-2008

ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2008-10-31

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 **РАЗРАБОТАН** Открытым акционерным обществом «Объединение ВНИПИэнергопром» (ОАО «ВНИПИэнергопром»), АКХ им. Памфилова, ОАО «ОРГРЭС», ООО НПК «Курс-ОТ»

2 **ВНЕСЕН** Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом НП «ИНВЭЛ» от 01.07.2008 №12/8

4 **ВЗАМЕН** СТО 17330282.27.060.002-2008 (Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.05.2008 № 245)

© НП «ИНВЭЛ», 2008

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 1
3 Термины и определения ... 2
4 Сокращения и обозначения ... 3
5 Общие положения ... 4
6 Требования к организации работ по защите от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей и их элементов при эксплуатации ... 4
7 Требования к техническому обслуживанию и ремонту установок электрохимической защиты в процессе эксплуатации ... 9
8 Требования к методам контроля эффективности работы установок электрохимической защиты в процессе эксплуатации ... 11
9 Требования к организации контроля и техническому обслуживанию защитных покрытий в процессе эксплуатации ... 16
10 Требования безопасности при работах с защитными антикоррозионными покрытиями и при эксплуатации устройств электрохимической защиты ... 17
11 Требования к обращению с отходами производства и потребления, образующимися при защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии ... 19
Приложение А (рекомендуемое) Форма рапорта слесаря по обслуживанию тепловых сетей ... 20
Приложение Б (рекомендуемое) Форма паспорта трубопровода ... 21
Приложение В (рекомендуемое) Рекомендации по проведению осмотра теплопровода при вскрытии прокладки ... 23
Приложение Г (рекомендуемое) Типовая форма акта осмотра теплопровода при вскрытии прокладки ... 25
Приложение Д (рекомендуемое) Форма акта осмотра поврежденного трубопровода тепловой сети ... 27
Приложение Е (рекомендуемое) Форма журнала проверки эффективности работы установки электрохимической защиты ... 29
Приложение Ж (рекомендуемое) Форма протокола измерений потенциалов трубопровода при контроле эффективности электрохимической защиты показывающими приборами ... 30
Приложение И (рекомендуемое) Форма протокола измерений смещения потенциалов трубопровода (подающего, обратного) при контроле эффективности электрохимической защиты с помощью станций катодной защиты или гальванических анодов ... 32
Приложение З (рекомендуемое) Форма протокола определения исправности электроизолирующих соединений (ЭИС) ... 33
Приложение И (рекомендуемое) Форма акта приемки защитного антикоррозионного покрытия ... 34
Приложение К (рекомендуемое) Форма журнала производства антикоррозионных работ ... 35
БИБЛИОГРАФИЯ ... 36

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2008-10-31

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт:

- устанавливает требования по защите от коррозии наружной поверхности магистральных и распределительных трубопроводов тепловых сетей их стальных конструктивных элементов находящихся в эксплуатации
- предназначен для применения проектными, строительными, наладочными, эксплуатирующими и экспертными организациями при эксплуатации тепловых сетей.

1.2 Стандарт не распространяется на трубопроводы тепловых сетей бесканальной прокладки с пенополимерминеральной и пенополиуретановой теплоизоляцией в полиэтиленовой оболочке, оснащенные системами оперативно-дистанционного контроля

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

Федеральный закон Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

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

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

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

ГОСТ 12.4.103-83 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация.

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

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 12.1.005-88 Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ Р 12.3.048-2002 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Производство земляных работ способом гидромеханизации. Требования безопасности

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.060.001-2008 Трубопроводы тепловых сетей. Защита от коррозии. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.010.008-2009 Системы теплоснабжения. Условия поставки. Нормы и требования

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов и информационной системе общего пользования -на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (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 основные понятия по Федеральному закону РФ от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», термины и определения в соответствии СТО 70238424.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **адгезия:** Совокупность сил связи между высохшей пленкой и окрашиваемой поверхностью.

3.2 **зона анодная:** Участок подземного стального трубопровода, потенциал которого смещается относительно стационарного потенциала данного трубопровода только в сторону положительных значений.

3.3 **ток блуждающий**: Постоянный электрический ток, протекающий вне предназначенной для него цепи.

3.4 **слой покрытия внешний**: Слой покрытия, поверхность которого соприкасается с окружающей средой.

3.5 **анод гальванический (протектор):** Электрод из металла с более отрицательным потенциалом, чем защищаемое металлическое сооружение. Подключается к сооружению при его гальванической защите.

3.6 **защита гальваническая (протекторная)**: Электрохимическая защита металлического сооружения путем подключения к нему гальванического анода.

3.7 **грунтование:** Нанесение промежуточных слоев лакокрасочного материала, обладающего хорошей адгезией к окрашиваемой поверхности и следующему слою лакокрасочного покрытия и предназначенного для повышения защитных свойств системы покрытия.

3.8 **сушка лакокрасочного покрытия естественная**: Сушка лакокрасочного покрытия в нормальных условиях.

3.9 **покрытие защитное (антикоррозионное, противо-коррозионное)**: Слой или система слоев веществ, наносимые на поверхность металлического сооружения для защиты металла от коррозии.

3.10 **защитный потенциал:** Потенциал, при котором электрохимическая защита обеспечивает необходимую коррозионную стойкость металла.

3.11 **зона знакопеременная:** Участок подземного стального трубопровода, потенциал которого смещается относительно стационарного потенциала и к более положительным, и к более отрицательным значениям.

3.12 **зона катодная:** Участок подземного стального трубопровода, потенциал которого смещается относительно стационарного потенциала к более отрицательным значениям.

3.13 **поляризация катодная:** Электрохимическая защита стального трубопровода путем смещения потенциала коррозии в сторону отрицательных значений.

3.14 **покрытие катодное:** Металлическое покрытие, имеющее в данной среде электродный потенциал более отрицательный, чем у основного.

3.15 **покрытие композиционное:** Покрытие, состоящее из включений металлических и неметаллических составляющих.

3.16 **коррозионная агрессивность грунта**: Совокупность свойств (характеристик) грунта, которые влияют на коррозию металла в грунте.

3.17 **стойкость коррозионная**: Способность металла труб противостоять коррозии в данной коррозионной системе.

3.18 **коррозия металла труб**: Разрушение металла труб вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой.

3.19 **крацевание:** Обработка поверхности основного покрываемого металла и/или покрытия щетками для удаления окислов, загрязнений, уплотнения покрытия или нанесения декоративного штриха.

3.20 **критерий опасности наружной коррозии**: Признаки, определяющие опасность наружной коррозии трубопровода тепловой сети.

3.21 **критерий предельного состояния:** Признак (совокупность признаков) предельного состояния объекта, установленный нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

3.22 **покрытие защитное лакокрасочное**: Покрытие, получаемое при нанесении на поверхность труб лакокрасочных материалов.

4 Сокращения и обозначения

ОЭТС – организация, эксплуатирующая тепловые сети;
ЭХЗ – электрохимическая защита;
КИП – контрольно-измерительный пункт;
МЭС – медно-сульфатный электрод сравнения;
АЗ – анодный заземлитель;
ВЭ – вспомогательный электрод;
БПИ – блок пластин-индикаторов;

ЭИС – электроизолирующее соединение;
ПЗК – подразделение по защите от коррозии
НТД –нормативно-технические документы;
ЦТП – центральный тепловой пункт;
ИТП – индивидуальный тепловой пункт.

5 Общие положения

5.1 Настоящий стандарт является основанием для организации работ ОЭТС по защите от наружной коррозии эксплуатируемых трубопроводов тепловых сетей а также для проведению мероприятий по обслуживанию и ремонту средств противокоррозионной защиты на этапе их эксплуатации.

5.2 Обслуживание и ремонт средств защиты от коррозии (материалы и конструкция покрытий, преобразователи для катодной защиты, электродренажи и протекторы, приборы контроля качества изоляционных покрытий и определения опасности коррозии и эффективности противокоррозионной защиты) осуществляется только в соответствии с требованиям настоящего стандарта.

5.3 Оценка эффективности противокоррозионной защиты, принятие конструктивных решений по защите от коррозии и выбор средств защиты на этапе эксплуатации осуществляют также с учетом требований соответствующих разделов СТО 70238424.27.060.001-2008.

6 Требования к организации работ по защите от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей и их элементов при эксплуатации

6.1 Для контроля состояния трубопроводов тепловых сетей и определения признаков опасности наружной коррозии оперативным персоналом ОЭТС должны производиться наружные осмотры трубопроводов по графику, составленному лицом, ответственным за их исправное состояние и безопасную эксплуатацию. График наружного осмотра должен предусматривать осуществление контроля состояния как оперативным персоналом, так и лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей.

6.2 При наружном осмотре трубопроводов тепловых сетей в местах доступа обследуются:

- изменения в планировке и состоянии поверхности земли по всей трассе (для предотвращения затопления трубопроводов поверхностными водами производится своевременная подсыпка земли и ремонт наружного покрытия);
- наличие и уровень затопления водой тепловых камер и каналов - уровень воды в камерах не должен быть выше основания канала, примыкающего к камере, а при бесканальной прокладке - не выше отметки, отстоящей на 400 мм от теплоизоляционной конструкции теплопровода (скапливающаяся вода должна периодически или непрерывно удаляться с помощью передвижных или стационарных насосных установок);

- наличие капели с плит перекрытий в тепловых камерах и проходных каналах (при появлении необходимо впредь до устранения причин капели сделать защитное покрытие над трубопроводами и оборудованием и отвод воды в приямок);
- наличие участков трубопроводов с разрушенной тепловой изоляцией, антикоррозионным и гидроизоляционным покрытиями (для защиты от наружной коррозии должны быть восстановлены);
- состояние попутного дренажа (ежегодно после окончания отопительного сезона трубопроводы попутного дренажа должны подвергаться прочистке механическим способом); смотровые дренажные колодцы попутного дренажа должны осматриваться и очищаться от заносов по мере необходимости;
- вентиляция каналов и тепловых камер (при запаривании каналов и тепловых камер и при отсутствии приточно-вытяжной вентиляции, непредусмотренной проектом или несмонтированной, снижение температуры воздуха до 32 ^{0} С необходимо производить передвижными вентиляционными установками);
- состояние строительных металлических конструкций (окраска в доступных местах металлических конструкций тепловых сетей антикоррозионными покрытиями производится не реже одного раза в два года).

Результаты наружного осмотра заносятся в рапорт оперативного персонала (см. приложение А), а затем лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию, в паспорт трубопровода (см приложение Б) и журнал учета осмотров.

6.3 В ОЭТС в паспорте трубопровода должны систематически отмечаться:
- затопляемые участки трубопроводов;
- места, где наблюдались коррозионные и другие повреждения трубопроводов;
- места, где проводились контрольные вскрытия трубопроводов;
- участки, где производились текущие и капитальные ремонты трубопроводов;
- результаты технического освидетельствования.

Также в ОЭТС должна быть специальная эксплуатационная схема тепловых сетей, на которой должны быть отмечены:
- места затоплений теплопроводов;
- участки теплопроводов, подверженные влиянию блуждающих постоянных и переменных токов;
- места аварийных повреждений;
- места контрольных вскрытий трубопроводов;
- места текущих и капитальных ремонтов трубопроводов;
- участки теплопроводов, находящиеся в аварийном состоянии.

На схему должны быть нанесены также рельсовые пути электрифицированного транспорта, смежные подземные сооружения, места расположения установок ЭХЗ на трубопроводах тепловых сетей и смежных подземных сооружениях.

6.4 Для повышения уровня технического обслуживания ОЭТС трубопроводов тепловых сетей и для разработки мероприятий по защите от наружной коррозии вновь сооружаемых и действующих трубопроводов должны быть организованы ПЗК. В зависимости от местных условий и производственной необходимости такими подразделениями могут быть служба, отдел, производственная лаборатория, группа. При необходимости может быть заключен договор со специализированной организацией, выполняющей данные виды работ.

Примечание – В малых ОЭТС должен быть назначен инженерно-технический работник, ответственный за организацию и контроль работ по защите от наружной коррозии.

6.5 Задачами ПЗК при защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии в процессе эксплуатации являются:

- участие в проведении наружных осмотров трубопроводов при периодическом техническом освидетельствовании;
- контроль коррозионного состояния трубопроводов и оценка интенсивности коррозионных разрушений труб тепловых сетей на участках, где зафиксирована опасность наружной коррозии трубопроводов путем установки индикаторов скорости коррозии (Приложение Г СТО 70238424.27.060.001-2008), измерения остаточной толщины стенок трубы, инженерной диагностики коррозионного состояния трубопроводов;
- выявление вредных факторов, влияющих на процессы коррозии, с составлением карт их распределения, определение причин их возникновения и разработка мероприятий по их предотвращению;
- проведение электрических измерений в соответствии с приложением А СТО 70238424.27.060.001-2008;
- регистрация и анализ причин коррозионных повреждений тепловых сетей;
- участие в контрольных и аварийных вскрытиях тепловых сетей;
- разработка мероприятий, препятствующих коррозионным процессам, и контроль их выполнения;
- выдача технических заданий на разработку мероприятий по защите от наружной коррозии в проектах тепловых сетей и на проектирование ЭХЗ при строительстве новых и реконструкции действующих тепловых сетей с отражением комплексного подхода к защите от коррозии на всем территориальном участке, а в отдельных случаях самостоятельная разработка проекта защиты;
- подготовка технических заданий на реконструкцию тепловых сетей с учетом реальных условий их эксплуатации и анализа причин сокращения расчетного срока службы;
- согласование проектов тепловых сетей и проектов ЭХЗ от наружной коррозии, разработанных проектными организациями;
- осуществление технического надзора за строительно-монтажными работами на тепловых сетях по защите трубопроводов от наружной коррозии;
- участие в пусконаладочных работах устройств ЭХЗ;
- приемка в эксплуатацию защитных антикоррозионных покрытий трубопроводов и их элементов, устройств ЭХЗ, а также всей конструкции в целом;

- эксплуатационное обслуживание устройств ЭХЗ с проведением регламентных работ в сроки и в объемах, определенных настоящим стандартом;
- организация работ по ремонту защитных антикоррозионных покрытий и устройств ЭХЗ с привлечением специализированных подразделений ОЭТС или сторонних специализированных организаций;
- ведение и хранение технической документации по защите тепловых сетей от наружной коррозии.

6.6 Каждое ПЗК должно быть оснащено специальными контрольно-измерительными приборами и аппаратурой, необходимыми для проведения коррозионных измерений в полевых и лабораторных условиях, а также приборами контроля качества антикоррозионных покрытий и приборами для обследования коррозионного состояния трубопроводов. В крупных организациях (предприятиях) рекомендуется иметь специальные передвижные лаборатории по защите от коррозии.

6.7 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 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.

6.8 Наружный осмотр вскрытого участка теплопровода проводится в соответствии с приложением В. По мере осмотра каждого вскрытия заполняется акт (см. приложение Г).

При наружном осмотре вскрытого участка теплопровода и 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), а также отбираются пробы грунта и тепловой изоляции для лабораторных анализов. По окончании осмотра инженером ПЗК измеряется потенциал «трубопровод-земля» и фактическая толщина стенок труб. Результаты измерений и лабораторных анализов за подписью исполнителя прикладываются к акту в виде дополнительных данных. Оформленные акты сброшуровываются по годам, хранятся в ПЗК. По результатам контрольных вскрытий должны быть намечены мероприятия по обеспечению расчетного срока службы трубопровода, а также сроки их выполнения.

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

- трубы защищены антикоррозионным покрытием, соответствующим требованиям раздела 8 СТО 70238424.27.060.001-2008;
- 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 (Приложение Г).

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.

6.10 Обследование теплопроводов при ликвидации повреждений производится так же, как и при контрольных вскрытиях.

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.

6.11 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, водостоком. В результате осмотра должна быть установлена причина возникновения коррозионного повреждения.

Результаты осмотра места повреждения трубопровода фиксируются инженером ПЗК в акте осмотра поврежденного трубопровода (Приложение Д), который является формой первичного учета повреждений, и хранятся в техническом архиве ПЗК.

6.12 При ликвидации коррозионного повреждения на замененном или отремонтированном участке трубопровода должны быть выполнены мероприятия по восстановлению антикоррозионного покрытия, теплоизоляционных и строительных конструкций а также 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. При замене поврежденного участка трубопровода также могут применяться заранее подготовленные заготовки труб с нанесенным антикоррозионным покрытием и тепловой изоляцией.

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.

7 Требования к техническому обслуживанию и ремонту установок электрохимической защиты в процессе эксплуатации

7.1 Техническое обслуживание и ремонт установок ЭХЗ в процессе эксплуатации проводятся для их содержания в состоянии полной работоспособности, предупреждения преждевременного износа и отказов в работе и осуществляются в соответствии с графиком технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов.

7.2 График технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов должен включать определение видов и объемов технического обслуживания и ремонтных работ, сроки их проведения, указания по организации учета и отчетности о выполненных работах

7.3 На каждой установке ЭХЗ необходимо вести журнал контроля, в который заносят результаты осмотра и измерений (форму см. в приложении Ж).

7.4 Техническое обслуживание и планово-предупредительные ремонты проводят:

- техническое обслуживание:
  - а) два раза в месяц – катодных установок;
  - б) четыре раза в месяц – дренажных установок;
  - в) один раз в три месяца – установок гальванической защиты (при отсутствии средств телемеханического контроля).

Примечание – При наличии средств телемеханического контроля сроки проведения технических осмотров устанавливаются руководством ОЭТС с учетом данных о надежности устройств телемеханики;

- техническое обслуживание с проверкой эффективности – один раз в шесть месяцев;
- текущий ремонт – один раз в год;
- капитальный ремонт – один раз в 5 лет

7.5 Техническое обслуживание включает:

- осмотр всех элементов установки с целью выявления внешних дефектов, проверку плотности контактов, исправности монтажа, отсутствия механических повреждений отдельных элементов, отсутствия подгаров и следов перегревов, отсутствия раскопок на трассе дренажных кабелей и анодных заземлений;
- проверку исправности предохранителей (если они имеются);
- очистку корпуса дренажного и катодного преобразователя, блока совместной защиты снаружи и внутри;
- измерение тока и напряжения на выходе преобразователя или между гальваническими анодами (протекторами) и трубами;
- измерение потенциала трубопровода в точке подключения установки;
- производство записи в журнале установки о результатах выполненной работы;
- устранение выявленных в процессе осмотра дефектов и неисправностей, не требующих дополнительных организационно-технических мероприятий.

7.6 Технический обслуживание с проверкой эффективности защиты включает:

- все работы по техническому осмотру;
- измерения потенциалов в постоянно закрепленных опорных пунктах.

7.7 Текущий ремонт включает:

- все работы по техническому осмотру с проверкой эффективности;
- измерение сопротивления изоляции питающих кабелей;
- одну или две из указанных ниже работ: ремонт линий питания (до 20% протяженности), ремонт выпрямительного блока, ремонт блока управления, ремонт измерительного блока, ремонт корпуса установки и узлов крепления, ремонт дренажного кабеля (до 20% протяженности), ремонт контактного устройства контура анодного заземления, ремонт контура анодного заземления (в объеме менее 20%).

7.8 Капитальный ремонт включает:

- все работы по техническому осмотру с проверкой эффективности действия ЭХЗ;
- более двух работ из перечня ремонтов, перечисленных в 7.7, либо ремонт в объеме более 20% – протяженности линия питания, дренажного кабеля, контура анодного заземления.

7.9 Внеплановый ремонт – вид ремонта, вызванный отказом в работе оборудования и не предусмотренный годовым планом ремонта. При этом отказ в работе оборудования должен быть зафиксирован аварийным актом, в котором указываются причины аварии и подлежащие устранению дефекты.

7.10 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 - один резервный преобразователь на 10 действующих.

8 Требования к методам контроля эффективности работы установок электрохимической защиты в процессе эксплуатации

8.1 Контроль эффективности ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей производят не реже, чем два раза в год (с интервалом не менее четырех месяцев), а также при изменении параметров работы установок ЭХЗ и при изменении коррозионных условий, связанных с:

- прокладкой новых подземных сооружений;
- в связи с проведением ремонтных работ на тепловых сетях;
- установкой ЭХЗ на смежных подземных коммуникациях.

Примечание – Контроль эффективности действия средств ЭХЗ при расположении АЗ и протекторов как в каналах, так и за их пределами, производится лишь при затоплении (заиливании) каналов, достигающих поверхности теплоизоляционной конструкции.

8.2 При проверке параметров электродренажной защиты измеряют дренажный ток, устанавливают отсутствие тока в цепи дренажа при перемене полярности трубопровода относительно рельсов, определяют порог срабатывания дренажа (при наличии реле в цепи дренажа или цепи управления), а также сопротивление в цепи электродренажа.

8.3 При проверке параметров работы катодной станции измеряют ток катодной защиты, напряжение на выходных клеммах катодной станции и потенциал трубопровода на контактном устройстве.

8.4 При проверке параметров установки гальванической защиты (при расположении протекторов в каналах или камерах) измеряют:

- силу тока в цепи между секциями протекторов и трубопроводами;
- величину смещения разности потенциалов между трубопроводом и измерительными электродами до и после подключения секций протекторов к трубопроводам.

8.5 Контроль эффективности действия средств ЭХЗ на трубопроводах тепловых сетей бесканальной и канальной прокладок с размещением АЗ за пределами канала осуществляется по разности потенциалов между трубопроводом и МЭС, установленным в стационарном или нестационарном КИП (в последнем случае с помощью переносного МЭС).

8.6 Схема переносного МЭС приведена на рисунке А.4 Приложения А СТО 70238424.27.060.001-2008, схема и технические характеристики МЭС типа ЭНЕС и ЭСН-МС, устанавливаемых в стационарных КИП, приведены в Приложении П СТО 70238424.27.060.001-2008.

8.7 Стационарные КИП должны устанавливаться на участках тепловых сетей, где ожидаются минимально и максимально допустимые значения защитных потенциалов, в местах пересечения тепловых сетей с рельсами электрифицированного транспорта

8.8 При отсутствии стационарных КИП переносный МЭС устанавливают на поверхности земли между трубопроводами (в плане), на дне тепловой камеры

(при наличии в ней воды). Перед установкой электродов грунт должен быть разрыхлен на глубину от 4 до 5 см и из него должны быть удалены твердые включения размером более 3 мм. Если грунт сухой, его следует увлажнить до полного водонасыщения водопроводной водой. Для проведения измерений используют приборы типа ЭВ 2234, 43313.1, ПКИ-02.

8.9 Продолжительность измерений при отсутствии блуждающих токов должна составлять не менее 10 минут с непрерывной регистрацией или с ручной записью результатов через каждые 10 сек. При наличии блуждающих токов трамвая с частотой движения 15-20 пар в час измерения необходимо проводить 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.

8.10 Значения разности потенциалов между трубопроводами и МЭС в зоне действия защиты могут находиться в пределах от минус 1,1 до минус 3,5 В.

8.11 Среднее значение разности потенциалов $U_{ср}$ (В) вычисляют по формуле:

$$U_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{n} U_i}{n}, \quad (1)$$

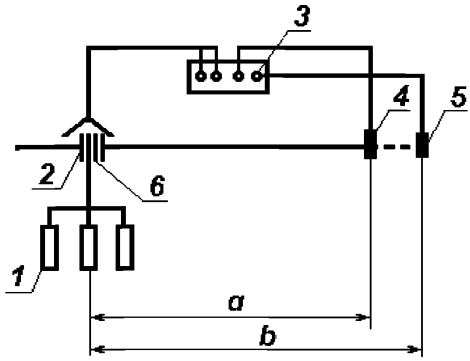
где $\sum_{i=1}^{n} U_i$ – сумма значений разности потенциалов;

n – общее число отсчетов.

Результаты измерений заносят в протокол (Приложение И настоящего стандарта), а также фиксируют на картах-схемах тепловых сетей.

8.12 При обнаружении неэффективной работы установок катодной или дренажной защиты (сокращены зоны их действия, потенциалы отличаются от допустимых защитных) необходимо произвести регулирование режима работы установок ЭХЗ.

8.13 Сопротивление растеканию тока АЗ следует определять во всех случаях, когда режим работы катодной станции резко меняется, но не реже 1 раза в год. Сопротивление растеканию тока АЗ определяют, как частное от деления напряжения на выходе катодной установки на ее выходной ток или при расположении АЗ за пределами канала с помощью приборов типа М-416, Ф-416, Ф 4103-М1 и стальных электродов по схеме, приведенной на рисунке 1. Измерения следует производить в наиболее сухое время года. Дренажный провод (6) на время измерений следует отключить. При длине Lаз питающий электрод (5) относят на расстояние в ≥ 3Lаз, вспомогательный электрод (4) – на расстояние а ≥ 2Lаз.



1 – анодные заземлители; *2* – контрольно-измерительный пункт; *3* – измерительный прибор; *4* – вспомогательный электрод; *5* – питающий электрод; *6* – дренажный провод.

Рисунок 1 – Измерение сопротивления растеканию анодного заземления

При расположении АЗ в каналах сопротивление растеканию тока АЗ определяют при затоплении или заиливании канала до уровня изоляционной конструкции труб. При наличии нескольких плеч АЗ их сопротивление растеканию тока определяют раздельно.

8.14 Контроль эффективности действия средств ЭХЗ на трубопроводах тепловых сетей канальной прокладки при расположении АЗ и гальванических анодов (протекторов) непосредственно в каналах, осуществляется по значению смещения разности потенциалов между трубопроводом и установленным на его поверхности (или теплоизоляционной конструкции) ВЭ в сторону отрицательных значений в пределах от 0,3 до 0,8 В.

При ЭХЗ с помощью протекторов из магниевого сплава смещение разности потенциалов между ВЭ и трубопроводом должно быть не менее 0,2 В.

8.15 До начала проведения измерительных работ в заданной зоне ЭХЗ определяются уровни затопления канала и камер при наличии возможности визуально или инструментальным методом. В последнем случае определяется уровень затопления, достигающий пунктов установки ВЭ на подающем и обратном трубопроводах – на уровне нижней образующей теплоизоляционной конструкции.

8.16 Проверка наличия воды на уровне установки ВЭ производится в такой последовательности:

- отключают станции катодной защиты (протекторы при их применении не отключают);
- к проводнику от трубопровода на КИП и ВЭ подключают мегаомметр;
- при снятой на КИПе перемычке между трубопроводом и ВЭ измеряют электрическое сопротивление R.

Значение $R \leq 10{,}0$ кОм указывает на наличие воды в канале (камера) на уровне установки ВЭ или выше него.

Аналогичные измерения производят в других пунктах, где установлены ВЭ.

8.17 Измерение потенциала трубопроводов по отношению к ВЭ на участках, где затопление канала на уровне установки ВЭ или выше него (после технического осмотра установок ЭХЗ) производится в такой последовательности:

- при выключенной СКЗ подключить вольтметр к клеммам контрольного пункта: положительный зажим вольтметра – к клемме «Т» (трубопровод), отрицательный – к клемме вспомогательного электрода. Для измерений используют вольтметр с входным сопротивлением не ниже 200 кОм на 1,0 В шкалы прибора (мультиметр типа 43313.1, вольтамперметр типа ЭВ 2234). Тумблер или перемычка должны быть разомкнуты.

- не менее, чем через 30 мин после отключения СКЗ зафиксировать исходное значение разности потенциалов между трубопроводом и ВЭ ($\Delta И_{исх.}$) с учетом полярности (знака).

- включить СКЗ, установив режим ее работы при минимальных значениях силы тока и напряжения.

- увеличением силы тока в цепи СКЗ установить ее значение при достижении разности потенциалов между трубопроводом и ВЭ: $И'_{т\text{-}в.э.}$ в пределах от минус 600 до минус 900 мВ (не ранее, чем через 10 мин после установки значения силы тока).

Вычислить $И_{т\text{-}в.э.}$ (в мВ) с учетом $\Delta И_{исх.}$

$$И_{т\text{-}в.э.} = И'_{т\text{-}в.э} - \Delta И_{исх.}, \quad (2)$$

Пример расчета № 1.

$\Delta И_{исх.} = -120$ мВ,

$И'_{т\text{-}в.э.} = -800$ мВ.

$И_{т\text{-}в.э.} = -800-(-120)=-680$ мВ.

Пример расчета № 2.

$\Delta И_{исх.}=+120$ мВ,

$И'_{т\text{-}в.э.}=-800$ мВ

$И_{т\text{-}в.э.}= -800 - (120) = -920$ мВ.

8.18 Если полученные значения $И_{т\text{-}в.э.}$ на КИП зоны действия защиты (на участках затопления или заноса канала грунтом) не находятся в пределах значений минус 300 –800 мВ, производится регулировка силы тока преобразователя.

Примечание – Увеличение силы тока преобразователя должно производиться с учетом предельно допустимого значения напряжения на выходе преобразователя, равного 12,0 В.

8.19 По окончании измерительных работ, если ВЭ изготовлен из углеродистой стали, производят замыкание ВЭ с трубопроводом. Если ВЭ изготовлен из нержавеющей стали, ВЭ с трубопроводом не замыкают.

8.20 При неисправностях ВЭ (повреждения проводников, крепления к трубопроводу ВЭ) в доступных пунктах устанавливают у поверхности теплоизоляционной конструкции переносной ВЭ, с помощью которого производят изложенные выше измерительные работы.

8.21 При обнаружении участков трубопроводов, не подверженных затоплению и не контактирующих с грунтом заноса в зоне отдельного плеча анодного заземлителя, указанный участок (плечо) целесообразно отключить из системы ЭХЗ до момента обнаружения затопления канала на этом участке. После

отключения указанного участка необходима дополнительная регулировка режима работы СКЗ. Целесообразно переоборудовать СКЗ, применив устройство для автоматического включения или отключения СКЗ (или отдельных участков трубопроводов) в зависимости от уровня затопления канала на этих участках.

8.22 Контроль эффективности действия ЭХЗ с применением гальванических анодов (протекторов) из магниевых сплавов, размещенных на дне или стенках каналов осуществляется после проведения работ, указанных в пунктах 8.15-8.16 настоящего стандарта.

8.23 При фиксации затопления канала на участке установки ВЭ производится проверка действия протекторной защиты измерением:

- силы тока в цепи звена (группы) «протекторы - трубопровод»;
- потенциала протектора или группы протекторов, отключенных от трубопровода, относительно медносульфатного электрода сравнения, установленного на дне канала (при наличии возможности) или над каналом в зоне установки контролируемой группы протекторов;
- потенциала трубопровода по отношению к ВЭ при отключенной и включенной группе протекторов. Данные заносят в протокол, приведенный в Приложении К настоящего стандарта.

Измерения указанных параметров производят лишь при наличии возможности отключения группы протекторов от трубопроводов и подключения измерительных приборов.

Далее производится оценка значений измеренных параметров:

- наличие тока в цепи «протекторы – трубопровод» свидетельствует о целостности указанной цепи;
- потенциалы протекторов, отключенных от трубопровода, значения которых (по абсолютной величине) не ниже 1,2 В, характеризуют протекторы, как исправные (потенциалы протекторов измеряют лишь при наличии электролитического контакта протекторов с электролитом - водой на дне канала);
- разность потенциалов между трубопроводом и ВЭ при включенной и выключенной группе протекторов, составляющая не менее 0,2 В, характеризует эффективностью действия протекторной защиты трубопроводов.

8.24 Прямая оценка опасности коррозии и эффективности действия ЭХЗ трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки и на участках их прокладки в футлярах может производиться с помощью индикаторов скорости коррозии типа БПИ-1 или БПИ-2. Сущность метода прямой оценки опасности коррозии и эффективности действия ЭХЗ, методов обработки данных при обследовании состояния поверхности БПИ-1, при срабатывании БПИ-2 изложены в разделе 11 СТО «Трубопроводы тепловых сетей. Защита от коррозии. Условия создания. Нормы и требования»

8.25 Исправность ЭИС проверяют не реже 1 раза в год. Для этой цели используют специальные сертифицированные индикаторы качества электроизолирующих соединений. При отсутствии таких индикаторов измеряют падение напряжения на электроизолирующем соединении или синхронно потенциалы трубы по обеим сторонам электроизолирующего соединения. Измерения проводят при помощи двух милливольтметров. При исправном

электроизолирующем соединении синхронное измерение показывает скачок потенциала. Результаты проверки оформляют протоколом согласно Приложению Л настоящего стандарта.

8.26 Если на действующей установке ЭХЗ в течение года наблюдалось шесть и более отказов в работе преобразователя, последний подлежит замене. Для определения возможности дальнейшего использования преобразователя необходимо провести его испытание в объеме, предусмотренном требованиями предустановочного контроля.

8.27 В случае, за все время эксплуатации установки ЭХЗ общее количество отказов в ее работе превысит 12, необходимо провести обследование технического состояния трубопроводов по всей длине защитной зоны.

8.28 Суммарная если продолжительность перерывов в работе установок ЭХЗ не должна превышать 14 суток в течение года.

8.29 В тех случаях, когда в зоне действия вышедшей из строя установки ЭХЗ защитный потенциал трубопровода обеспечивается соседними установками ЭХЗ (перекрывание зон защиты), то срок устранения неисправности определяется руководством эксплуатационной организации.

8.30 Организации, осуществляющие эксплуатацию установок ЭХЗ, должны ежегодно составлять отчет об отказах в их работе.

9 Требования к организации контроля и техническому обслуживанию защитных покрытий в процессе эксплуатации

9.1 В процессе эксплуатации защитных покрытий трубопроводов тепловых сетей осуществляется периодический контроль их состояния

9.2 Контролю и обслуживанию в обязательном порядке подлежат защитные покрытия трубопроводов тепловых сетей расположенных на доступных участках:

- надземной прокладки;
- в тепловых камерах;
- в проходных каналах и коллекторах;
- в смотровых колодцах.

9.3 Контроль состояния защитных покрытий трубопроводов тепловых сетей, расположенных в непроходных, полупроходных каналах а также трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки осуществляется при контрольных вскрытиях тепловых сетей. Обслуживание и ремонт покрытий на данных участках трубопроводов осуществляется при аварийных ремонтах

9.4 Методы проверки показателей качества и устранения обнаруженных дефектов защитных покрытий в полевых условиях приведены в разделе 9 СТО 70238424.27.060.001-2008.

9.5 Выбор защитного покрытия для осуществления ремонта определяется назначением* теплопровода (магистральные тепловые сети, квартальные (распределительные) тепловые сети) и видами проводимых работ, которые направлены на обеспечение эксплуатационной надежности тепловых сетей, таблица 1.

9.6 Качество защитных антикоррозионных покрытий, наносимых в процессе выполнения ремонтных работ, проверяется с составлением Актов скрытых работ и с занесением результатов контроля качества в Журнал производства антикоррозионных работ согласно приложения М настоящего стандарта.

Таблица 1 – Виды защитных покрытий

Виды работ	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 и капитальном ремонте тепловых сетей	Лакокрасочные Силикатноэмалевые** Металлизационное** Алюмокерамическое**	Лакокрасочные	Лакокрасочные Силикатноэмалевые**
Антикоррозионная защита при текущем ремонте и ликвидациях повреждений тепловых сетей	Лакокрасочные	Лакокрасочные	Лакокрасочные

Примечания:

*Для настоящего стандарта применто следующее разделение тепловых сетей в зависимости от их назначения:

а) **магистральные тепловые сети:** Обслуживающие крупные жилые территории и группы промышленных предприятий, – от источника тепла до ЦТП или ИТП;

б) **квартальные (распределительные) тепловые сети:** Системы горячего водоснабжения и системы центрального отопления обслуживающие группу зданий или промышленное предприятие от ЦТП или ИТП до присоединения к сетям отдельных зданий.

** При применении данных покрытий требуется последующая антикоррозионная защита сварных соединений и элементов трубопроводов тепловых сетей лакокрасочными материалами.

10 Требования безопасности при работах с защитными антикоррозионными покрытиями и при эксплуатации устройств электрохимической защиты

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, а также в действующих нормативных документах.

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, сольвент, этилцеллозольв и др.), должны соблюдаться правила техники безопасности и промышленной санитарии, санитарные и гигиенические требования к производственному оборудованию в соответствии с действующими нормативными документами

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:

толуол – 50 мг/м^3, сольвент – 100 мг/м^3, алюминий - 2 мг/м^3, оксид алюминия – 6 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,

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 12.4.011-89 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 .602, правил производства и приемки работ по ГОСТ Р 12.3.048, СНиП 12-03-99 [1], СНиП 12-04-2002 [3] и СП 2.2.2.1327-03 [2].

10.9 При проведении технического осмотра установок ЭХЗ должно быть отключено напряжение питающей сети и разомкнута цепь дренажа.

10.10 В течение всего периода работы опытной станции катодной защиты, включаемой на период испытаний (от 2 до 3 часов), 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.

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

10.12 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».

11 Требования к обращению с отходами производства и потребления, образующимися при защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии

11.1 Отходами производства и потребления, образующимися при защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии на этапе приемки в эксплуатацию и эксплуатации, следует считать:

- материалы, применяемые при производстве противокоррозионных покрытий и утратившие свои потребительские свойства (лакокрасочные материалы, растворители, отвердители);
- провода из цветных металлов, применяемые при производстве устройств электрохимической защиты и утратившие свои потребительские свойства.

11.2 Порядок обращения с отходами, образующимися при защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии, определяется в соответствии с СТО 70238424.27.010.008-2009.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма рапорта слесаря по обслуживанию тепловых сетей

(Лицевая сторона)

Эксплуатационный район № _____
Дата _____

Рапорт

Номер магистрали, участок от камеры № до камеры №	Задание мастера	Состояние трассы и камер, обнаруженные при обходе дефекты и неисправности	Выполнение задания мастера, принятые меры по устранению обнаруженных дефектов и неисправностей	Отметка мастера о выполнении распоряжения

Старший слесарь бригады _____
Слесарь бригады _____
Слесарь бригады _____

(Оборотная сторона)

Параметры теплоносителя в контрольных точках

Дата _____

Номера камер и контрольных точек	Давление в трубопроводе МПа (кгс·см^2)		Температура в трубопроводе, °С	
	в подающем	в обратном	в подающем	в обратном

Старший слесарь бригады _____

Приложение Б
(рекомендуемое)
Форма паспорта трубопровода

Примечание – Оформляют в жесткой обложке: 210х297 мм.

(Страница 1)

ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № _____

(Страница 2)

Наименование и адрес предприятия – владельца трубопровода _____
_____

Назначение трубопровода _____

Рабочая среда _____

Рабочие параметры среды:

давление, _____ МПа (кгс/см^2)

температура, _____ °С

Расчетный срок службы, _____ лет(1

Расчетный ресурс, _____ ч(1

Расчетное число пусков(1 (заполняется для трубопроводов I и II категорий)
_____

Перечень схем, чертежей, свидетельств и других документов на изготовление и монтаж трубопровода, представляемых при регистрации
_____
_____
_____

Главный инженер

_____ _____ _____
(наименование предприятия, владельца трубопровода) (Подпись) (Фамилия и инициалы)

М.П.

___ _____ 199 ____ г.

Примечание – (1 Заполняется по данным проектной организации.

(Страница 3)

Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода

Номер и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя, отчество	Дата проверки знания Правил Госгортехнадзора России	Подпись ответственного лица

(Страницы 4-12)

Записи администрации о ремонте и реконструкции трубопровода

Дата записи	Перечень работ, проверенных при ремонте и реконструкции трубопровода; дата их проведения	Подпись ответственного лица

(Страницы 13-25)

Записи результатов освидетельствования трубопроводов

Дата освидетельствования	Результаты освидетельствования	Срок следующего освидетельствования

(Страница 26)

Трубопровод зарегистрирован за № ____ в _____

_____

(наименование регистрирующего органа)

«____» _____ _____г.

В паспорте пронумеровано _____ страниц и всего _____листов, в том числе чертежей (схем) на _____ листах

_____

_____

_____ _____ _____

(наименование должности регистрирующего лица) (Подпись) (Фамилия и инициалы)

М.П.

«___» _____ _____ г.

Приложение В
(рекомендуемое)
Рекомендации по проведению осмотра теплопровода при вскрытии прокладки

В.1 Осмотр целесообразно производить в последовательности, приведенной в типовой форме акта (см. приложение Г), с учетом:

- характеристики участка сети включая:
  а) назначение теплопровода;
  б) вид теплоносителя;
  в) температурный график работы сети;
  г) температуру в сети во время вскрытия, количество труб;
- характеристики наружного покрытия трассы теплопровода непосредственно места вскрытия и соседних участков на расстоянии от 10 до 20 м в обе стороны (например, газон с травяным покрытием, асфальт, утрамбованный грунт, проезжая части и т.д.);
- характеристики грунта определенной по таблице Приложения А СТО 70238424.27.060.001-2008. Влажность грунта указывают ориентировочно (сильно увлажнен, средней влажности и т.д.). Точные данные по влажности грунта приводят в приложении после проведения анализов отобранных проб;
- уровня грунтовых вод (по данным эксплуатации и фактический в момент осмотра места вскрытия, и предполагаемых причин ее появления [грунтовая вода, ливневая, сетевая, водопроводная и т.д.]):
- конструкции, оценки состояния и работоспособности дренажных труб и стыков (по движению поплавка, указывающего на наличие протока воды в ближайшем дренажном колодце);
- для канальной прокладки:
  а) способа гидроизоляции канала;
  б) гидроизоляционного материала;
  в) состояние гидроизоляции (наличие трещин, вспучивания, сползания, грунта между слоями гидроизоляции);
- оценки состояния плит перекрытия и стенок канала:
  а) тип и конструкция канала;
  б) состояние его строительных конструкций;
  в) характер и предполагаемые причины разрушения элементов канала;
- при осмотре и оценке внутреннего состояния канала:
  а) определяется наличие влаги (капельной или пленочной) на внутренней поверхности перекрытия стен и дна канала;
  б) выявляются признаки затопления канала, определяется высота стояния воды в канале при затоплениях;
  в) определяется толщина слоя илистых отложений в канале;
  г) 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;

- типа теплоизоляционной конструкции (подвесная, засыпная, монолитная, сборная и т.д.) и оценки ее состояния (целостности);
- конструкции покровного слоя, количества слоев, материалов и оценки состояния (наличия трещин, отслоений, степени увлажнения и т.д.);
- типа, вида и оценки состояния теплоизоляционного материала (степень увлажнения, разрушение штучных изделий, разложение материала) изделия (маты, скорлупы, сегменты, полуцилиндры и т.д.) материала;
- соответствия фактического типа антикоррозионного покрытия технической документации на данный участок сети, количества слоев, колеющего состава (рулонных материалов), оценки состоянии покрытия, целостности, адгезии, изменения цвета, структуры и измеренной толщины покрытия;
- характера и оценки коррозионного процесса на трубах (коррозия – пылевидная, пленочная, язвенная, электрокоррозия), наличия продуктов коррозии, толщины коррозионных пленок, глубины язв и каверн, предполагаемых причин.

В.2 Трубы осматриваются со всех сторон. Особое внимание должно уделяться участкам снизу труб и между ними; при этом рекомендуется пользоваться зеркалом.

Приложение Г
(рекомендуемое)
Типовая форма акта осмотра теплопровода при вскрытии прокладки

Акт
осмотра 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, состоянии): _____
    подающая труба _____ мм,
    обратная труба _____ мм.
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:

Наименование должности	Дата и подпись	Фамилия и инициалы)
Наименование должности	Дата и подпись	Фамилия и инициалы)
Наименование должности	Дата и подпись	Фамилия и инициалы

Приложение Д
(рекомендуемое)
Форма акта осмотра поврежденного трубопровода тепловой сети

АКТ
осмотра поврежденного трубопровода тепловой сети

01. Район теплосети _____
02. ТЭЦ № _____
03. Магистраль № _____
04. Год ввода в эксплуатацию (год сооружения) _____
05. Длительность эксплуатации _____

Дата осмотра

06. День _____
07. Месяц _____
08. Год _____
09. Адрес места осмотра: улица _____
10. Дом № _____

Теплоноситель:

11. пар _____
12. вода _____

Шурф:

13. Начальн. камера № _____
14. Конечн. кам. № _____
15. Расстояние _____ м.
16. До камеры № м.

Диаметр труб: _____

17. Подающей _____ мм.
18. Обратной _____ мм.
19. Участок осмотрен на длине _____ м.
20. Глубина заложения _____ м.
21. Грунт: _____

(1 - супесь. 2 - песок. 3 - суглинок. 4 - глина. 5 - строительный мусор)

22. Поверхность земли над трассой: _____

1 - асфальт, бетон; 2 – газон; 3 - граница между 1 и 2; 4 - утрамбованный грунт; 5 - поверхность, защищенная от атмосферных осадков

23. Наличие вблизи электрифицированного транспорта: _____

1 - да, 2 - нет

24. Расстояние до рельсов _____ м.
25. Наличие вблизи трассы других подземных коммуникаций: _____

1 - кабелей, 2 - газопроводов, 3 - водопровода, 4 - канализации, 5 - нет информации.

26. Наличие на смежных подземных коммуникациях и трубопроводах теплосети работающих электрозащитных установок: _____

1 - да, 2 - нет, 3 - нет информации.

27. Подтопление до трубы: _____

1 - есть, 2 - нет.

28. Наличие работоспособных устройств водоотведения: _____

1 – есть; 2 – нет; 3 – работоспособно; 4 - неработоспособно.

29. Осмотрен элемент теплопровода _____

1 - прямой участок; 2 - прямой участок в стене или в неподвижной опоре; 3 - прямой участок с подвижной опорой; 4 - отвод; 5 - спускник, воздушник; 6 - заглушка; 7 - клапан; 8 сальниковое уплотнение компенсатора, задвижки; 9 - штуцер манометра; 10 - компенсатор линзов. или сильфон.; 11 - фланцевое соедин.; 12 - сварное соедин.; 13 - патрубок компенсатора; 14 - задвижка; 15 - гильза термометра; 16 - перемычка; 17 - байпас; 18 - переход от Ø1 к Ø2;

30. Трубопровод _____

подающий _____ обратный _____

Состояние гидроизоляционной конструкции: 1 - в хорошем состоянии; 2 - разрушена частично;3 - разрушена полностью
Состояние противокоррозионного покрытия: 4 - в хорошем состоянии; 5 - отсутствует частично; 6 - отсутствует полностью
Наличие коррозии7. Сплошная наружная коррозия на всем осмотренном участке; 8. Сплошная наружная коррозия в месте повреждения; 9. Локальная наружная коррозия (язвы); 10. Внутренняя коррозия, отдельные язвы; 11. Внутренняя коррозия в виде цепочек язв или канавок; 12. Сплошная внутренняя коррозия; 13. Максимальная глубина повреждения _____мм

31. Место расположения повреждения по периметру трубы _____

(по стрелке часов от 1 до 12 час)

подающей _____ обратной _____

32. Характер повреждения трубопровода или элемента теплосети _____

Разрыв стенки из-за: _____

1 - наружной коррозии; 2 - внутренней коррозии; 3 - дефекта металла трубы; 4 - превышения допустимого давления, гидроудар.

Разрыв сварного шва из-за: _____

10 - дефекта сварки; 11 - наружной коррозии; 12 – внутренней коррозии; 13 - предельной нагрузки от внутреннего давления.

Свищ от: _____

20 - внутренней коррозии; 21 – электрокоррозии; 22 - дефекта металла.

33. Нарушение герметичности уплотнений, соединений _____

40. Деформация; 50. Разрыв резьбового соединения; 60. Разъединение сальникового компенсатора; 70. Нарушение функций элемента без утечек; 80. Осмотр

34. Предполагаемые причины коррозионного повреждения металла трубы: _____

1 - теплопровод постоянно, периодически подтопляется грунтовыми сточными водами до контакта с теплоизоляционной конструкцией; 2 - канал местами, сплошь, заилен до контакта ила с трубами; 3 - на теплопровод постоянно, периодически, попадает вода сверху; 4 - бесканальная прокладка в неблагоприятных условиях; 5 - наличие смежных коммуникаций: кабели, трубопроводы; 6 - длительная утечка сетевой воды из поврежденного участка; 7 - электрифицированный транспорт; 8 - коррозионно-активный теплоноситель (внутренняя коррозия)

35. Аварийно-восстановительные работы в месте осмотра: _____

1 - изоляционная конструкция теплопровода выполнена полностью по инструкции; 2 - выполнено только противокоррозионное покрытие; 3 - изоляционные работы не проводились; 4 - восстановление отложено до ремонта всего участка; 5 - изоляционные работы выполнены негодным материалом; 6 - изоляционные работы выполнены некачественно

36. Восстановление канала: _____

1 - канал восстановлен старыми элементами; 2 - при восстановлении поставлены новые плиты перекрытия; 3 - проведена полная замена конструкций канала, камеры.

37. Ремонт трубопровода или элемента теплосети _____

1 - поврежденное место трубы вырезано, поставлена заплата; 2 - заменен участок трубы длиной ____ м; 3 - заварен свищ; 4 - поставлен хомут; 5 - заменен поврежденный элемент; 6 - набит сальник; 7 - уплотнено резьбовое соединение; 8 - элемент ликвидирован как неисправный, герметичность обеспечена; 9 - поставлена заглушка, участок выведен из работы до ремонта, теплоснабжение абонентов осуществляется через резервные линии; 10 - элемент заменен

Намечаемые мероприятия по данным осмотра: _____

_____

Перечень прилагаемых материалов: _____

_____

_____

_____	_____	_____
Наименование должности руководителя и предприятия (организации)	Дата и подпись	Фамилия и инициалы
_____	_____	_____
Наименование должности мастера, руководитель бригады	Дата и подпись	Фамилия и инициалы

Примечания:

1 Пробелы заполнить, варианты подчеркнуть:

2 При изготовлении акта форму целесообразно печатать на одном листе с оборотом через 1 интервал.

Приложение Е
(рекомендуемое)
Форма журнала проверки эффективности работы установки электрохимической защиты

ЖУРНАЛ
проверки эффективности работы установки электрохимической защиты

Дата измерения _____ Электрод сравнения _____

Номер контрольного пункта	Время измерения	Параметры установки		Потенциал трубопровода относительно земли, В			Смещение потенциалов трубопроводов, В			Примечание
				Суммарный						
		Ток, А	Напряжение, В	максимальный	средний	минимальный	максимальный	средний	минимальный	

Проверил:

Наименование должности	Дата и подпись	Фамилия и инициалы

Приложение Ж
(рекомендуемое)
Форма протокола измерений потенциалов трубопровода при контроле эффективности электрохимической защиты показывающими приборами

ПРОТОКОЛ
измерений потенциалов трубопровода при контроле эффективности электрохимической защиты показывающими приборами

Город _____
Вид подземного сооружения и пункта измерения _____
Дата «_____» _____ _____ год
Время измерений: начало _____ конец _____
Адрес пункта измерений _____
Вид измерения (разность потенциалов) _____
Режим измерения _____
(без защиты, с включенной защитой)
Тип _____, номер прибора _____, предел измерений _____
Примечание – Класс точности прибора должен быть не ниже 1,5

Результаты измерений

в Вольтах

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

Камеральная обработка результатов измерений

Номер пункта измерения по схеме	Адрес пункта измерения	Число измерений	Сумма измеренных значений потенциала	Среднее значение защитного потенциала	Минимальное (по абсолютной величине) значение защитного потенциала

Измерил:

_____ _____ _____
Наименование должности | Дата и подпись | Фамилия и инициалы

Обработал:

_____ _____ _____
Наименование должности | Дата и подпись | Фамилия и инициалы

Проверил:

_____ _____ _____
Наименование должности | Дата и подпись | Фамилия и инициалы

ПРОТОКОЛ
измерения потенциалов при контроле эффективности ЭХЗ регистрирующими приборами

Город _____
Вид подземного сооружения _____
Дата _____
Адрес пункта измерения _____
Время измерения: начало _____ ч _____ мин, конец ____ ч ____ мин
Вид измерения _____
Режим измерения _____
Тип и номер прибора _____ Предел измерений _____
Класс точности прибора не ниже 1,5
Тип электрода _____

Камеральная обработка лент автоматической записи

Знак (+) или (–)	Отсчитанная площадь, $см^2$	Длина обработанного участка ленты, см	Среднее значение регистрируемой величины, см

Разность потенциалов

В Вольтах

Положительный (+)			Отрицательный (–)		
Максимальный	Средний	Минимальный	Максимальный	Средний	Минимальный

Камеральная обработка измерений

Разность потенциалов, В	Сумма	Максимум	Среднее значение	Минимум	Число измерений
Положительная (+)					
Отрицательная (–)					

Замечания _____

Выводы _____

Измерил:

_____ _____ _____
Наименование должности | Дата и подпись | Фамилия и инициалы

Проверил:

_____ _____ _____
Наименование должности | Дата и подпись | Фамилия и инициалы

Приложение И
(рекомендуемое)
Форма протокола измерений смещения потенциалов трубопровода (подающего, обратного) при контроле эффективности электрохимической защиты с помощью станций катодной защиты или гальванических анодов

ПРОТОКОЛ
измерений смещения потенциалов трубопровода (подающего, обратного) при контроле эффективности электрохимической защиты с помощью станций катодной защиты или гальванических анодов

Город _____
Вид подземного сооружения _____
Дата «_____» _____ год
Время измерений: начало _____ конец _____
Адрес пункта измерений_____
Вид измерений: разность потенциалов «трубопровод – ВЭ» до и после включения защиты ($\Delta U_{исх}$ и $U'_{т\text{-}вз}$)_____
Тип и № прибора _____, предел измерений _____
Класс точности не ниже 1,5

Результаты измерений, В

В Вольтах

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

Камеральная обработка результатов измерений

№ пункта измерений по схеме	Адрес пункта измерений	Число измерений	Сумма измеренных значений $\Delta U_{исх}$	Сумма значений $U'_{т\text{-}вз}$	Среднее значение $U_{т\text{-}вз}$

Измерил:

_____ _____ _____
Наименование должности Дата и подпись Фамилия и инициалы

Обработал:

_____ _____ _____
Наименование должности Дата и подпись Фамилия и инициалы

Проверил:

_____ _____ _____
Наименование должности Дата и подпись Фамилия и инициалы

Приложение З
(рекомендуемое)
Форма протокола определения исправности электроизолирующих соединений (ЭИС)

ПРОТОКОЛ

определения исправности электроизолирующих соединений (ЭИС)

Город _____

Тип прибора _____

Дата измерения «_____» _____ год

Погодные условия _____

Номер п/п	Номер пункта по схеме	Адрес установки ЭИС	Вид установленного ЭИС	$U_{т\text{-}э\ до ЭИС}$, В	$U_{т\text{-}э\ после\ ЭИС}$, В	$\Delta U = U_{т\text{-}э\ до\ ЭИС} - U_{т\text{-}э\ после\ ЭИС}$, В	Исправность ЭИС
1	2	3	4	5	6	7	8

Измерил:

_____ _____ _____

Наименование должности | Дата и подпись | Фамилия и инициалы

Приложение И
(рекомендуемое)
Форма акта приемки защитного антикоррозионного покрытия

АКТ
приемки защитного антикоррозионного покрытия

г. _____ «_____» _____ 20__ 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 _____ объеме.
(полном или неполном)

Качество выполненных работ: _____

Толщина антикоррозионного покрытия на трубопроводе:

подающем _____ мм; обратном _____ мм.

Адгезия антикоррозионного покрытия к металлу трубопровода

подающего _____

обратного _____

Сплошность антикоррозионного покрытия трубопровода:

подающего_____

обратного _____

Видимые дефекты антикоррозионного покрытия на трубопроводе:

подающем _____

обратном _____

Качество антикоррозионного покрытия на трубопроводе проверил

_____	_____	_____
Наименование должности	Дата и подпись	Фамилия и инициалы

От строительно-монтажной организации:

_____	_____	_____
Наименование должности	Дата и подпись	Фамилия и инициалы

От Заказчика:

_____	_____	_____
Наименование должности	Дата и подпись	Фамилия и инициалы

От Генерального подрядчика:

_____	_____	_____
Наименование должности	Дата и подпись	Фамилия и инициалы

Приложение К
(рекомендуемое)
Форма журнала производства антикоррозионных работ

(Титульный лист)

ЖУРНАЛ
производства антикоррозионных работ

Наименование объекта _____

Основание для выполнения работ _____
(договор, наряд)

Производитель работ _____

Начало _____

Окончание _____

В журнале пронумеровано _____ страниц.

М.П.

Наименование должности лица и организации, выдавшей журнал	Дата и подпись	Фамилия и инициалы

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

БИБЛИОГРАФИЯ

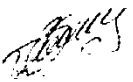
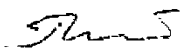
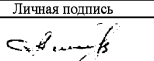
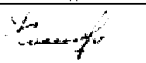
[1] СНиП 12-03-99. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования

[2] СП 2.2.2.1327-03. Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. Утверждены Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 23 мая 2003 г.

[3] СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство

УДК 62-76 ОКС 77.060 ОКП 48 5950

Ключевые слова: ТРУБОПРОВОД ТЕПЛОВОЙ СЕТИ, НАРУЖНАЯ КОРРОЗИЯ, ЗАЩИТНОЕ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ, ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА, АНОДНАЯ ЗАЩИТА, РЕМОНТ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Руководитель организации-разработчика Генеральный директор ОАО «ВНИПИэнергопром»		В.Г. Семенов
Наименование должности	Личная подпись	Инициалы и фамилия
Руководитель разработки Заместитель генерального директора		В.Н. Папушкин
Наименование должности	Личная подпись	Фамилия и инициалы
Исполнители: Заведующий лабораторией		Г.Х. Умеркин
Наименование должности	Личная подпись	Инициалы и фамилия
Специалист		Х.А. Алимов
Наименование должности	Личная подпись	Инициалы и фамилия
СОИСПОЛНИТЕЛИ Руководитель организации-соисполнителя Генеральный директор ООО «Научно-производственный комплекс Курс-ОТ»		Н.Т. Петрусенко
Наименование должности	Личная подпись	Инициалы и фамилия
Ведущий инженер		В.Б. Косачев
Наименование должности	Личная подпись	Инициалы и фамилия
Инженер		Д.Н. Крылов
Наименование должности	Личная подпись	Инициалы и фамилия

gost.e-ecolog.ru