

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ

Защита от коррозии
МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ПРОВЕДЕНИЮ КОМПЛЕКСНОГО
ПЕРИОДИЧЕСКОГО КОРРОЗИОННОГО
ОБСЛЕДОВАНИЯ

Р Газпром 9.4-XXX-201X

Издание официальное

=====

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 201X

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНЫ	Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»
2 ВНЕСЕНЫ	Отделом 308/2 Департамента 308
3 УТВЕРЖДЕНЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ	Начальником Департамента В.А. Михаленко от « ____ » _____ 201__ года
4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ	

© ПАО «Газпром», 201X

© Оформление ООО «Газпром экспо», 201X

Распространение настоящих рекомендаций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ПАО «Газпром»

Содержание

Введение	V
1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки.....	2
3 Термины, определения и сокращения.....	3
4 Общие положения.....	5
5 Задачи комплексного периодического коррозионного обследования.....	6
6 Требования к объекту обследования для проведения комплексного периодического коррозионного обследования	7
7 Требования к предоставляемой эксплуатационной и исполнительной документации для проведения комплексного периодического коррозионного обследования	7
8 Типовой состав работ при проведении комплексного периодического коррозионного обследования	8
9 Рекомендации к применяемому оборудованию и средствам измерений при проведении комплексного периодического коррозионного обследования ...	15
10 Рекомендации по оформлению документации по результатам комплексного периодического коррозионного обследования	16
Приложение А (рекомендуемое) Измерение сопротивления растеканию тока заземлений.....	20
Приложение Б (рекомендуемое) Измерения на протекторных установках	23
Приложение В (рекомендуемое) Проверка работоспособности оборудования контрольно-измерительного пункта	26
Приложение Г (рекомендуемое) Измерение поляризационных потенциалов	30
Приложение Д (рекомендуемое) Измерение потенциалов с омической составляющей	33
Приложение Е (рекомендуемое) Измерения на вставках электроизолирующих	34
Приложение Ж (рекомендуемое) Измерения на электродренажных установках	36

Приложение И (справочное) Пример заполнения коррозионной карты по результатам обследования участка трубопровода.....	39
Библиография.....	41

Введение

Настоящие рекомендации разработаны в соответствии с Перечнем приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2011-2020 годы, утвержденным Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером (№ 01-114 от 04 октября 2011 г.), пункт 5.5 «Технологии, обеспечивающие повышение эффективности магистрального транспорта газа, диверсификацию способов поставок газа потребителям», пункт 5.6 «Технологии для повышения эффективности хранения газа».

Разработка настоящих рекомендаций проводилась по договору № 3014-0803-12-1 от 08 февраля 2013 г. «Развитие нормативной базы ОАО «Газпром» в области противокоррозионной защиты», этап 8 «Разработка методических рекомендаций по проведению комплексного периодического коррозионного обследования».

Настоящие рекомендации разработаны с целью установления положений комплекса организационно-технических мероприятий по проведению комплексных периодических коррозионных обследований объектов ПАО «Газпром».

Настоящие рекомендации разработаны авторским коллективом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в составе: Д.Н. Запевалов, Н.Н. Глазов, И.Ю. Копьев, А.М. Пушкарев при участии В.Р. Олексейчука и В.В. Марянина (ПАО «Газпром»).

РЕКОМЕНДАЦИИ ПУБЛИЧНОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

Защита от коррозии МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КОМПЛЕКСНОГО ПЕРИОДИЧЕСКОГО КОРРОЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

Дата введения _____

1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации распространяются на работы, выполняемые при комплексных периодических коррозионных обследованиях объектов ПАО «Газпром»: магистральных трубопроводах, транспортирующих природный газ, нефть и нефтепродукты, и отводах от них, нефтегазопромысловых трубопроводах, трубопроводах подземных хранилищ газа, коммуникациях компрессорных, газораспределительных, перекачивающих и насосных станций и других площадных объектов, установках комплексной подготовки газа и нефти, установках предварительной подготовки газа, газоперекачивающих заводах и иных стальных подземных сооружениях, подлежащих противокоррозионной защите.

1.2 Настоящие рекомендации определяют требования к составу и порядку выполнения работ при проведении комплексных периодических коррозионных обследований объектов ПАО «Газпром», методическому, нормативному и информационному обеспечению работ.

1.3 Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», сторонними организациями при проведении комплексных периодических коррозионных обследований.

1.4 Настоящие рекомендации не распространяются на работы, выполняемые при коррозионных обследованиях распределительных газопроводов объектов газоснабжения, трубопроводов на участках подводных переходов через водные преграды, ограниченных русловой частью (зеркалом воды), морских трубопроводов за исключением сухопутных участков.

1.5 Договоры со сторонними организациями, проводящими комплексные периодические коррозионные обследования, должны содержать ссылку на настоящие рекомендации.

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

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

СТО Газпром 2-3.5-032-2005 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Положение по организации и проведению контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и обеспечением работоспособности объектов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Магистральные газопроводы

СТО Газпром 2-2.3-310-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила эксплуатации магистральных газопроводов

СТО Газпром 9.0-001-2009 Защита от коррозии. Основные положения

СТО Газпром 9.2-002-2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования

СТО Газпром 9.2-003-2009 Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений

СТО Газпром 9.4-009-2010 Защита от коррозии. Методика проведения инструментального контроля эффективности работы системы противокоррозионной защиты подземных коммуникаций подземных хранилищ газа

П р и м е ч а н и е — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в 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 выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Действие стандартов ПАО «Газпром» проверяют в журнале регистрации документов Системы стандартизации ПАО «Газпром», размещенном на сайте ПАО «Газпром», на сайте официального издателя, в Единой информационной системе по техническому регулированию ПАО «Газпром» (АИС «Газпромтехнорма»). Если заменён ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учётом всех внесённых в данную версию изменений. Если заменён ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящих рекомендаций в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учёта данного изменения. Если ссылочный стандарт отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящих рекомендациях применены термины в соответствии с СТО Газпром 9.2-002, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **дефект защитного покрытия:** Локальный участок защитного покрытия подземного трубопровода с измененными (пониженными) электрическими

и механическими защитными свойствами вследствие утонения/продавливания, охрупчивания и других факторов.

3.1.2 защитная зона установки катодной защиты: Участок трубопровода, на котором обеспечен минимальный защитный потенциал током поляризации одной установки катодной защиты.

3.1.3 коррозионная карта: Масштабное графическое формализованное представление информации по коррозионной и технологической ситуации на участке трубопровода, включающее технологическую и ландшафтную схемы участка.

3.1.4 плечо зоны защиты установки катодной защиты: Участок защитной зоны установки катодной защиты от точки дренажа до точки с минимальным защитным потенциалом.

3.1.5 сквозной дефект защитного покрытия: Локальный участок поверхности подземного трубопровода с полным отсутствием защитного покрытия

3.2 В настоящих рекомендациях применены следующие сокращения:

АВР – автоматическое включение резерва;

АЗ – анодное заземление;

БДР – блок диодно-резисторный;

БСЗ – блок совместной защиты;

ВКО – высокая коррозионная опасность;

ВТД – внутритрубная дефектоскопия;

ВЭИ – вставка электроизолирующая;

ВЭ – вспомогательный электрод;

ЗП – защитное покрытие;

КДП – контрольно-диагностический пункт;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

КО – коррозионное обследование;

КПО – комплексное периодическое коррозионное обследование;

КР – капитальный ремонт;

МСЭ – медносульфатный электрод сравнения;

НД – нормативный документ;
ОБД – общая база данных;
ОУКЗ – опытная установка катодной защиты;
ПКЗ – противокоррозионная защита;
ТЗ – техническое задание;
ТР – текущий ремонт;
УДЗ – установка дренажной защиты;
УЗД – ультразвуковая диагностика;
УКЗ – установка катодной защиты;
УКО – умеренная коррозионная опасность;
УПЗ – установка протекторной защиты;
ЭСДД – электрод сравнения длительного действия;
ЭХЗ – электрохимическая защита.

4 Общие положения

4.1 Комплексное периодическое КО (КПО) проводят с целью оценки эффективности и повышения эксплуатационной надежности системы ПКЗ.

4.2 КПО (повторные) рекомендуется проводить с учетом фактического технического состояния объекта и рекомендаций организаций, проводивших предыдущие КО в соответствии с ГОСТ Р 51164 (для объектов на территории: Республики Беларусь – СТБ ГОСТ Р 51164 [1], Кыргызской Республики – ГОСТ 25812 [2]) и СТО Газпром 2-2.3-310.

4.3 К проведению ДКО допускаются организации (исполнители), соответствующие требованиям СТО Газпром 2-2.3-310.

4.4 Исполнитель в установленном порядке обеспечивает проведение своей аттестации и подготовку необходимого в соответствии с действующим законодательством комплекта документов на те виды работ, которые требуют специального разрешения.

4.5 Исполнитель в установленном порядке обеспечивает выполнение мероприятий по метрологическому обеспечению средств измерений, применяемых в процессе обследования.

4.6 При проведении КПО объектов ПАО «Газпром» соблюдают требования ГОСТ 9.602, ГОСТ Р 51164 (для объектов на территории: Республики Беларусь – СТБ ГОСТ Р 51164 [1], Кыргызской Республики – ГОСТ 25812 [2]), СТО Газпром 2-2.1-249, СТО Газпром 2-2.3-310, СТО Газпром 2-3.5-032, СТО Газпром 2-3.5-454, СТО Газпром 9.0-001, СТО Газпром 9.2-002, СТО Газпром 9.2-003, СП 36.13330.2012 [3] (для объектов на территории: Республики Беларусь – СНиП 2.05.06-85 [4], Кыргызской Республики – СНиП 2.05.06-85* [5]), СП 86.13330.2014 [6] (для объектов на территории: Республики Беларусь – СНиП III-42-80 [7], Кыргызской Республики – СНиП III-42-80* [8]), ВСН 39-1.22-007-2002 [9], ПУЭ [10] (для объектов на территории: Республики Армения – Правил [11], Республики Беларусь – ПУЭ [12] и ТКП 339-2011 [13], Кыргызской Республики – ПУЭ [14]), Правил [15] (для объектов на территории: Республики Армения – Правил [16], Республики Беларусь – ТКП 427-2012 [17], Кыргызской Республики – Правил [18]) и Правил [19] (для объектов на территории: Республики Армения – Основных требований [20] и Правил [21], Республики Беларусь – ТКП 181-2009 [22], Кыргызской Республики – Правил [23]).

4.7 При проведении КПО рекомендуется учитывать результаты предыдущих обследований, дефектоскопии обследуемых объектов и данные коррозионного мониторинга.

5 Задачи комплексного периодического коррозионного обследования

Основными задачами КПО являются:

- определение защищенности объекта по протяженности и во времени;
- определение технического состояния средств ЭХЗ;
- локальная и интегральная оценки состояния защитного покрытия;
- определение зон негативного влияния постоянных и переменных блуждающих токов;
- уточнение расположения и классификации участков различной коррозионной опасности с учетом результатов ВТД и НК;

- оптимизация режимов работы средств ЭХЗ и разработка рекомендаций по эксплуатации системы ЭХЗ;
- разработка рекомендаций по ремонту средств ЭХЗ и защитного покрытия.

6 Требования к объекту обследования для проведения комплексного периодического коррозионного обследования

Заказчик обеспечивает подготовку обследуемого объекта к выполнению работ по КПО в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-454.

7 Требования к предоставляемой эксплуатационной и исполнительной документации для проведения комплексного периодического коррозионного обследования

Заказчик предоставляет исполнителю для изучения следующую документацию по ПКЗ объекта:

- копии паспортов УКЗ, УДЗ и УПЗ и полевых журналов УКЗ и УДЗ;
- технологические схемы объекта с указанием видов и типов защитных покрытий по участкам, оборудования системы ЭХЗ с привязкой к трассе, пересечений с другими объектами, естественными и искусственными преградами;
- проектную, исполнительную и эксплуатационную документацию по системе ЭХЗ;
- исполнительно-техническую документацию по обследуемому объекту;
- акты о коррозионном состоянии объекта при осмотре в шурфах;
- акты испытаний защитных покрытий методом катодной поляризации на законченных строительством участках трубопровода;
- акты ремонта защитного покрытия за период, прошедший с момента последнего КО;
- журналы регистрации работы средств ЭХЗ, обеспеченных дистанционным контролем;
- ежегодные диаграммы (ведомости) распределения потенциалов по КИП с указанием участков объекта, имеющих потенциалы ниже минимальных или

выше максимальных значений и участков, подверженных влиянию блуждающих и индуцированных токов;

- результаты ВТД, УЗД и коррозионного мониторинга (данные датчиков скорости коррозии) обследуемого объекта последние пять – десять лет, в зависимости от срока проведения последнего КО;

- материалы предыдущих КО, включая отчеты диагностических организаций;

- отчеты о состоянии ПКЗ объектов за последние пять – десять лет (в зависимости от срока проведения последнего КО).

8 Типовой состав работ при проведении комплексного периодического коррозионного обследования

8.1 КПО в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-310 состоит из трех этапов:

- 1) организационного;
- 2) технического;
- 3) аналитического.

8.2 Организационные мероприятия по подготовке и проведению КПО на организационном этапе выполняют в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-310 и СТО Газпром 2-3.5-454.

8.3 Рекомендуемый состав работ и методики могут быть при необходимости изменены при проведении КПО с использованием комплексов специальной измерительной аппаратуры и специальных методик, согласованных с ПАО «Газпром» в установленном порядке.

Окончательный состав работ и их методическое обеспечение целесообразно согласовывать с эксплуатирующей организацией в рамках согласования программы проведения работ.

На техническом этапе КПО выполняют следующие виды работ.

8.3.1 Подготовка к проведению обследования:

- анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации обследуемого участка трубопровода, а также смежных участков обследуемого объекта, данных катодной поляризации и пусконаладочных работ;

- сопоставление технологических схем линейной части и промплощадки с расположением трубопроводов и средств ЭХЗ (при необходимости - корректировка или составление технологических схем).

8.3.2 Рекомендуемый перечень работ по оценке текущего состояния системы ЭХЗ:

- проверка по всей протяженности обследуемого объекта исправности КИП и КДП всех типов и назначений, БСЗ и БДР, включающую в себя проверку исправности корпуса и запорных устройств, наличия контактных выводов и их маркировки, наличия принципиальной схемы для БСЗ и БДР, а также проведение контрольных измерений;

- измерение сопротивления растеканию тока АЗ УКЗ и сопротивления растеканию тока защитного заземления УКЗ и/или УДЗ (по методике, приведенной в приложении А);

- измерение электрического сопротивления дренажной цепи УКЗ и/или УДЗ и сопротивления изоляции дренажной и анодной кабельных линий УКЗ;

- определение наличия (отсутствия) гальванической связи металлоконструкции и ограждения с защитным заземлением;

- контроль работоспособности измерительных приборов и индикаторов преобразователей УКЗ, сверка показаний с эталонными измерительных приборами, проверка соответствия токового шунта преобразователя установленному амперметру;

- проверка контактных соединений в УКЗ, УДЗ, УПЗ;

- проверка работоспособности АВР, блоков управления и автоматики преобразователей УКЗ;

- определение значений запаса тока поляризации и мощности УКЗ;

- измерение в КИП и КДП потенциалов защищаемых сооружений (при включенной и отключенной УПЗ), потенциала протектора (протекторной группы) относительно земли, силы тока в цепи «протектор - защищаемое сооружение» (по методике, приведенной в приложении Б);

- измерение сопротивления растеканию тока протекторной группы УПЗ (по методике, приведенной в приложении Б);
- измерение в КИП и КДП сопротивления цепи протектор (протекторная группа) - защищаемое сооружение (в соответствии с методикой, приведенной в приложении Б);
- выборочная проверка на КИП и КДП работоспособности контрольного вывода от трубы, ВЭ и неполяризующегося ЭСДД в случае, если измерения потенциалов, выполненные относительно него, вызывают сомнения и/или физически несостоятельны (по методике, приведенной в приложении В).

8.3.3 Рекомендуемый перечень работ при проведении электрометрического обследования

8.3.3.1 Определение положения оси трубопровода в горизонтальной плоскости рекомендуется проводить с фиксацией его и ориентиров на местности с применением системы глобального позиционирования с учетом требований ТЗ на обследование.

8.3.3.2 Определение глубины заложения трубопровода рекомендуется проводить в соответствии с методикой, приведенной в ВРД 39-1.10-026-2001 [24] на линейной части с шагом не более 100 м, а также в местах размывов, в балках, оврагах и других местах, в которых возможно отклонение глубины от проектной.

8.3.3.3 Измерение удельного электрического сопротивления грунта для оценки степени его коррозионной агрессивности в соответствии с критериями, указанными в СТО Газпром 9.0-001-2009 (пункт 6.5) рекомендуется проводить в следующих местах:

- вдоль трассы трубопровода с шагом не более 100 м;
- в местах расположения УПЗ и АЗ в УКЗ;
- на переходах трубопровода под автомобильными и железными дорогами или в местах пересечения с естественными преградами (с обеих сторон перехода или пересечения);
- в местах расположения дефектов в ЗП.

Измерение рекомендуется проводить следующими способами:

- в соответствии с методикой, приведенной в СТО Газпром 9.4-009-2010 (приложение М) с учетом рекомендаций, изложенных в инструкции по эксплуатации применяемого измерительного прибора;
- в соответствии с методиками, используемыми при применении комплексов специальной измерительной аппаратуры.

8.3.3.4 Измерение потенциалов без омической составляющей (поляризационных) в КИП и КДП, оборудованных ЭСДД с ВЭ, рекомендуется проводить по методике, приведенной в приложении Г.

8.3.3.5 Измерение потенциалов трубопровода с омической составляющей в КИП и КДП рекомендуется проводить по методике, приведенной в приложении Д.

8.3.3.6 Измерение потенциалов трубопровода методом выносного электрода при включенных и/или отключенных средствах ЭХЗ (кроме зон интенсивного влияния блуждающих токов - с амплитудой изменения потенциала сооружения свыше 100 мВ) рекомендуется проводить по методике, приведенной в приложении Д.

8.3.3.7 Измерение поперечных и/или продольных градиентов потенциала рекомендуется проводить с шагом измерения не более 5 м на всем протяжении обследуемого сооружения при включенных и/или отключенных средствах ЭХЗ (кроме зон интенсивного влияния блуждающих токов). Измерения в местах предполагаемых повреждений ЗП рекомендуется выполнять с шагом не более 1 м.

8.3.3.8 В местах пересечения и/или сближения трубопровода с сопутствующим сооружением рекомендуется проводить на них синхронные измерения потенциалов с целью определения взаимного влияния.

8.3.3.9 Определение длины зоны защиты УКЗ при режимах, установленных эксплуатирующей организацией.

8.3.3.10 При необходимости корректировки режимов УКЗ для обеспечения нормируемых значений потенциалов в точке дренажа и на границах зоны защиты рекомендуется проводить:

- оптимизацию режимов УКЗ (в режиме стабилизации выходного тока или в режиме стабилизации потенциала);
- регулировку перераспределения тока поляризации на БСЗ или БДР (при необходимости);
- определение длины зоны защиты УКЗ после оптимизации.

8.3.3.11 При необходимости временной (дополнительной) защиты для определения необходимого тока поляризации или проведения интегральной оценки защитного покрытия рекомендуется проводить установку ОУКЗ (монтаж временного АЗ, анодной и дренажной линий с подключением к объекту и к преобразователю). При необходимости проводят оптимизацию режима ОУКЗ и определение длины зоны защиты ОУКЗ.

8.3.3.12 Измерения на ВЭИ рекомендуется проводить по методике, приведенной в приложении Е.

8.3.3.13 Синхронные измерения долговременными регистраторами потенциалов трубопровода и градиентов блуждающих токов в КИП и КДП, потенциалов «рельс-земля», значений тока дренирования УДЗ в зонах влияния блуждающих токов рекомендуется проводить по методике, приведенной в приложении Ж.

8.3.3.14 Определение опасного влияния переменного тока в местах сближения или пересечения подземных трубопроводов с источниками переменного тока (высоковольтные ЛЭП, электрифицированные железные дороги и др.) рекомендуется проводить в соответствии с ГОСТ 9.602-2005 (приложение Ж).

8.3.4 Оценка состояния защитного покрытия

8.3.4.1 Интегральную оценку состояния ЗП рекомендуется проводить по величине его расчетного сопротивления (с целью определения участков с низким сопротивлением изоляции для последующей локализации дефектов в ЗП) с использованием комплексов специальной измерительной аппаратуры.

8.3.4.2 Локальную оценку состояния ЗП рекомендуется проводить на основании анализа следующих результатов обследования участка подземного трубопровода:

- измерений потенциала методом выносного электрода сравнения и измерений поперечных и/или продольных градиентов потенциала по 8.3.3;
- диагностического обследования искателями повреждения изоляции и/или комплексами специальной измерительной аппаратуры сплошности защитного покрытия сооружения с локализацией мест сквозных дефектов;
- осмотра изоляции в шурфах.

8.3.4.3 Расположение мест повреждения ЗП фиксируют с применением системы глобального позиционирования с учетом требований ТЗ на обследование.

8.3.4.4 При контроле состояния защитных покрытий подземных трубопроводов электрометрическими методами рекомендуется отключать подключенные к трубопроводу вспомогательные электроды, датчики коррозионного мониторинга и протекторы.

8.3.4.5 По результатам оценки состояния ЗП рекомендуется проводить ранжирование мест повреждений защитного покрытия по степени опасности и выбор участков для проведения контрольной шурфовки. Ранжирование рекомендуется проводить с учетом удельного электрического сопротивления грунта, величины потенциала и величины поперечных градиентов потенциала (или величины изменения сигнала генератора переменного тока). Дополнительными факторами могут являться наличие зоны ВКО, наличие опасного влияния блуждающих токов и другие.

8.3.5 Обследование переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды:

- измерение сопротивления «защитный кожух-труба» в местах переходов трубопровода под автомобильными и железными дорогами, оборудованных защитным кожухом (в соответствии с СТО Газпром 9.4-009-2010 (приложение Т));

- определение наличия (отсутствия) электрического контакта «защитный кожух-труба» (в соответствии с СТО Газпром 9.4-009-2010 (приложение Т)).

8.3.6 Проведение обследований в шурфах:

- измерение потенциала трубопровода в шурфе;
- измерение удельного электрического сопротивления грунта в шурфе;
- измерение кислотности грунта (рН);
- измерение в шурфе температуры трубопровода под защитным покрытием;
- визуальный осмотр в шурфе дефекта с установлением вероятной причины повреждения защитного покрытия;
- измерение адгезии защитного покрытия к поверхности объекта в соответствии с ГОСТ 9.602;
- оформление акта обследования трубопровода в шурфе в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-310.

8.4 Аналитический этап КПО включает в себя анализ материалов обследования и оформление технического отчета с подготовкой коррозионных карт и разработкой рекомендаций по результатам обследования объекта в соответствии с разделом 10.

8.4.1 Рекомендуемый состав коррозионной карты:

- масштабная технологическая схема трубопровода, совмещенная с ландшафтной ситуацией на трассе;
- диаграмма коррозионной агрессивности грунта;
- распределение локальных сквозных дефектов ЗП;
- результаты интегральной оценки ЗП;
- распределение участков коррозионной опасности;
- прикладываемый перечень условных обозначений.

Дополнительно коррозионная карта может содержать:

- диаграммы распределения по трассе потенциалов с омической составляющей и поляризационных потенциалов, градиентов потенциалов, минимальных и максимальных потенциалов (для зон влияния блуждающих токов);

- распределение по трассе трубопровода видов и типов ЗП;
- участки недозащиты и перезащиты;
- распределение плотности защитного тока;
- и т.д.

Пример заполнения коррозионной карты приведен в приложении И. Форму и состав коррозионной карты рекомендуется определять исполнителю по согласованию с заказчиком, исходя из применяемых методик обследования и полученных результатов.

8.4.2 Прогнозирование изменения параметров ЗП рекомендуется проводить на основе прогнозирования изменения во времени переходного сопротивления трубопровода (в соответствии с СТО Газпром 9.2-003-2009 (подраздел 7.1)).

8.4.3 Прогнозирование изменения параметров ЭХЗ рекомендуется проводить на основе результатов ретроспективной оценки изменения свойств ЗП во время эксплуатации. Эти результаты используют для расчета входного сопротивления трубопровода и постоянной распространения тока (в соответствии с СТО Газпром 9.2-003-2009 (подраздел 7.1)) для каждого участка трубопровода, защищаемого одной УКЗ, и определяют изменение защитного тока и длины защитной зоны этой УКЗ (в соответствии с СТО Газпром 9.2-003-2009 (подраздел 7.2)).

8.4.4 Прогнозирование срока службы АЗ в зависимости от типа рекомендуется проводить на основе результатов ретроспективной оценки силы тока УКЗ во время эксплуатации (в соответствии с СТО Газпром 9.2-003-2009 (подразделы 7.2 и 7.3)).

9 Рекомендации к применяемому оборудованию и средствам измерений при проведении комплексного периодического коррозионного обследования

9.1 Измерения, выполняемые при проведении КПО, должны соответствовать обязательным для соблюдения в ПАО «Газпром» требованиям в области

обеспечения единства измерений, установленным законодательством Российской Федерации, локальными нормативными актами ПАО «Газпром», нормативными документами Государственной системы обеспечения единства измерений и системы обеспечения единства измерений ПАО «Газпром».

9.2 Перечень оборудования со сроками метрологической поверки или калибровки находится у исполнителя работ и его приобщают к отчету.

9.3 Перечень и тип применяемых средств измерений и оборудования определяется видами работ и программой проведения работ, согласованной заказчиком для конкретного объекта обследования.

10 Рекомендации по оформлению документации по результатам комплексного периодического коррозионного обследования

10.1 По результатам КПО составляют технический отчет в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-310.

10.2 Технический отчет по результатам КПО содержит разделы:

- нормативные ссылки;
- обозначения и сокращения;
- введение;
- порядок проведения работ;
- результаты анализа исходных данных для выполнения КПО (анализ эксплуатационных данных и результатов предыдущих КО);
- результаты измерений;
- выводы;
- рекомендуемые мероприятия;
- приложения.

10.3 В разделе «Нормативные ссылки» приводят перечень стандартов, на которые даются ссылки в тексте отчета.

10.4 В разделе «Обозначения и сокращения» приводят перечень сокращений и условно-графических обозначений, используемых при изложении материала.

10.5 В разделе «Введение» приводят:

- основание для проведения КПО;
- сроки проведения обследования;
- технические данные и характеристики обследуемого объекта;
- километраж обследованных участков;
- сведения о территориально-географическом расположении объекта (природные условия, местность, климат и т.п.).

10.6 В разделе «Порядок проведения работ» приводят состав этапов КПО и краткий перечень работ, выполненных на каждом этапе, со ссылкой на программу проведения работ. В отчете не рекомендуется приводить описания методов измерений, процедура которых описана в действующих национальных стандартах или стандартах ПАО «Газпром», если измерения выполнены в соответствии с описанными в них процедурами. В разделе также приводят перечень используемых средств измерений и оборудования, данные об их поверке или калибровке.

10.7 В разделе «Результаты анализа исходных данных» приводят сведения о:

- предоставленной эксплуатирующей организацией документации (перечень, для отчетов по предыдущим обследованиям – с указанием даты и названия обследовавшей организации);
- наличие в службе защиты от коррозии эксплуатирующей организации необходимой документации в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-454-2010 (подраздел 12.4);
- защищенности объекта по протяженности и во времени;
- об удельном сопротивлении грунта и распределению типов грунта;
- о простоях и перерывах в работе средств ЭХЗ по данным эксплуатирующей организации за предыдущие обследованию пять лет;

- о ремонтах и замене защитного покрытия и участков трубопровода;
- об обнаруженных коррозионных дефектах по результатам предыдущих обследований другими методами (ВТД и др.) и их подтверждении в шурфах;
- о выводах и рекомендациях (и эффективности от их выполнения) отчетов предыдущих коррозионных обследований.

10.8 В разделе «Результаты измерений» приводят анализ данных, полученных при выполнении КПО в сопоставлении с требованиями НД.

10.9 В разделе «Выводы» приводят анализ результатов выполненных работ в соответствии с целями проведенного обследования и дают оценку технического состояния обследованного объекта.

10.10 В разделе «Рекомендуемые мероприятия» приводят:

- рекомендуемые режимы работы средств ПКЗ;
- рекомендации по ремонту или восстановлению неисправных средств ПКЗ (в том числе по установке недостающих и ремонту неисправных КИП, по средствам обеспечения защищенности кожухов на переходах через дороги);
- рекомендации по проектированию и строительству дополнительных средств ПКЗ к уже существующим (если это определено в процессе обследования) или полной реконструкции системы ПКЗ объекта;
- рекомендации по планированию замены устаревших или выработавших свой ресурс средств ПКЗ и их составляющих;
- рекомендации по ремонту или замене ЗП объекта, с указанием первоочередных участков;
- рекомендации по срочному и/или плановому ремонту или замене участков трубы с коррозионными повреждениями;
- рекомендации по планированию мероприятий, направленных на приведение технического состояния средств ПКЗ в соответствии с требованиями действующей НД;
- рекомендуемый срок и вид следующего (очередного) КО объекта.

Каждую рекомендацию обосновывают ссылкой на пункт действующего НД.

10.11 Разработку рекомендаций по режимам работы средств ЭХЗ по результатам КПО проводят таким образом, чтобы обеспечить оптимальную ЭХЗ с учетом температуры транспортируемого продукта, коррозионной агрессивности грунтов, влияния блуждающих токов и т.д.

10.12 В приложениях к техническому отчету приводят коррозионные карты обследованных трубопроводов, оформленные в соответствии с 8.4.1.

10.13 В приложениях к техническому отчету приводят диаграммы замеров потенциалов и/или силы тока (при их наличии), полученных с использованием электронных регистраторов.

10.14 В приложениях к техническому отчету приводят весь документированный материал по результатам обследования в соответствии с задачами обследования, в том числе акты осмотра в шурфах, фотоматериалы, ведомости электрометрических измерений, заявки на шурфы.

10.15 Технический отчет предоставляют заказчику на бумажном и электронном носителях.

10.16 Исполнитель работ обеспечивает предоставление результатов КПО в эксплуатирующую организацию в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-310.

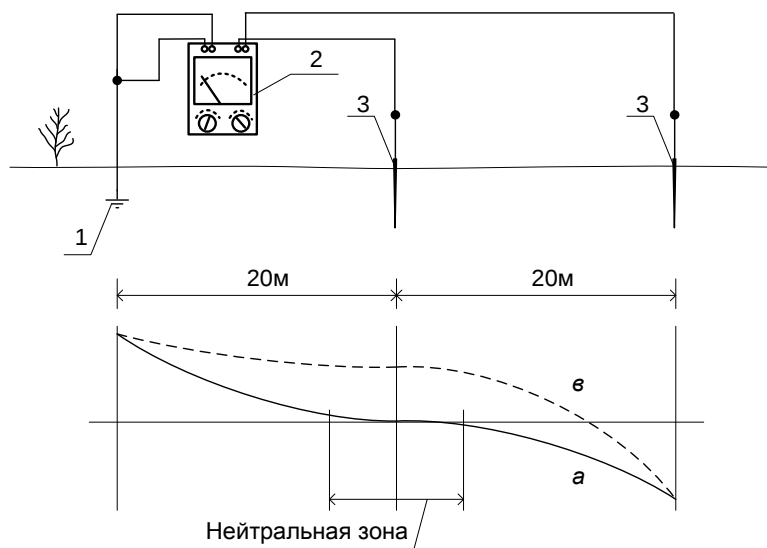
10.17 Исполнитель работ обеспечивает предоставление результатов КПО в эксплуатирующую организацию (оператору ОБД ПКЗ) в электронном виде в соответствии с требованиями, приведенными в СТО Газпром 9.4-023-2013 (приложение Д).

Приложение А

(рекомендуемое)

Измерение сопротивления растеканию тока заземлений

А.1 Измерение сопротивления растеканию тока испытуемого заземления проводят по трехэлектродной схеме (см. рисунок А.1). При этом токовые клеммы измерителя сопротивления подключают к испытуемому заземлителю и токовому электроду, который удаляют примерно на четырехкратную длину испытуемого заземлителя (приблизительно на 40 м). Потенциальные клеммы измерителя сопротивления подключают к заземлителю и потенциальному электроду, удаленному на двукратную длину заземлителя (20 м).



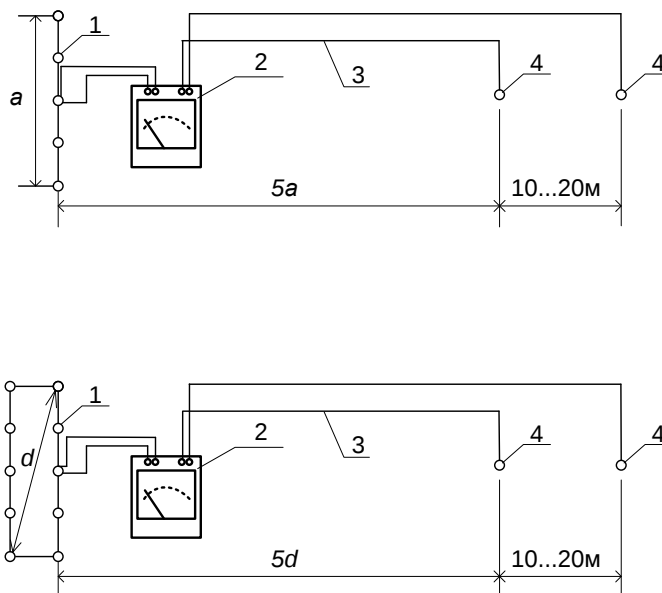
1 – заземление, 2 – измеритель сопротивления, 3 - стальные электроды

Рисунок А.1 – Схема измерения сопротивления растеканию тока заземления

А.2 Если величины сопротивлений растеканию тока в грунте у измеряемого объекта и вспомогательного электрода близки по порядку величин (линия «а» на рисунке А.1), то наиболее точное значение получается в том случае, когда потенциальный электрод находится приблизительно посередине между заземлителем и токовым электродом (в нейтральной зоне). Однако практически сопротивление растеканию у контролируемого заземлителя значительно меньше, чем у вспомогательного электрода (линия «в» на рисунке А.1), поэтому может оказаться целесообразным размещение зонда ближе к заземлителю, чем к вспомогательному электроду. В принципе, при приближении потенциального электрода к контроли-

руемому заземлителю измеряются заниженные сопротивления растеканию, а при приближении к вспомогательному электроду, результаты измерений получается завышенными.

А.3 При испытании сложных распределенных или контурных заземлений (например, анодных заземлений установок катодной защиты), расстояния между заземлением и электродами должны быть не менее указанных на рисунке А.2.



1 – заземление, 2 – измеритель сопротивления, 3 – провода, 4 – стальные электроды

Рисунок А.2 – Расположение электродов при измерении сопротивления распределенных и контурных заземлений

А.4 Сопротивление растеканию тока с анодных заземлений R_{AZ} ориентировочно может быть определено расчетным путем по формуле

$$R_{AZ} = R_{УКЗ} - (R_{np} + R_{ex}), \quad (A.1)$$

где $R_{УКЗ}$ – сопротивление выходной цепи установки катодной защиты;

R_{np} – сопротивление дренажных проводов;

R_{ex} – входное сопротивление трубопровода.

А.5 Сопротивление выходной цепи УКЗ $R_{УКЗ}$, Ом, определяют измерителем сопротивления (см. рисунок А.3) или определяют по формуле

$$R_{УКЗ} = U_{УКЗ} / I_{УКЗ}, \quad (A.2)$$

где $U_{УКЗ}$ – напряжение преобразователя, В;

$I_{УКЗ}$ – ток преобразователя, А.

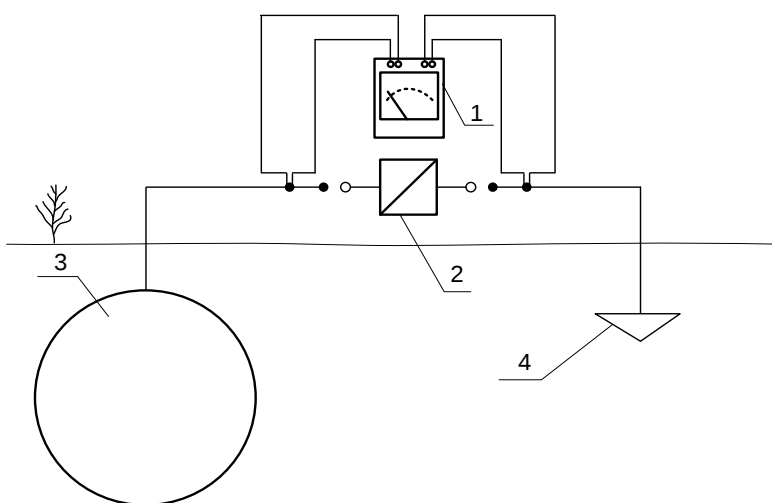
А.6 Сопротивление дренажных проводов и (или) кабелей, соединяющих преобразователь с трубой и анодным заземлением R_{np} , Ом, определяют по формуле

$$R_{np} = (\rho_{np} \cdot l) / S, \quad (A.3)$$

где l – общая длина проводов, м;

S – площадь сечения проводов, мм²;

ρ_{np} – удельное сопротивление материала проводов, Ом·мм²/м (для меди – 0,0175, для алюминия – 0,028).



1 – измерительный прибор, 2 – преобразователь УКЗ,

3 – трубопровод, 4 – анодное заземление

Рисунок А.3 – Измерение сопротивления внешней цепи установки катодной защиты

А.7 Входное сопротивление трубопровода $R_{вх}$, Ом, вычисляют по формуле

$$R_{вх} = \frac{1}{2} \sqrt{R_{нep} \cdot R_{mp}}. \quad (A.4)$$

Как правило, входное сопротивление трубопровода $R_{вх}$ имеет весьма низкое значение, величиной которого на практике можно пренебречь.

А.8 Кроме испытания заземляющих устройств необходимо проводить систематический контроль за состоянием заземляющей проводки. Исправность заземляющей проводки устанавливают путем проверки механической прочности контактов в местах соединения заземляющих проводников к заземляемым частям установок. Как правило, такую проверку осуществляют без отключения заземленного электрооборудования.

Приложение Б

(рекомендуемое)

Измерения на протекторных установках

Б.1 Измерения на протекторных установках проводят для оценки эффективности их работы. Работа протекторной установки считается удовлетворительной, если при ее подключении обеспечивается требуемая защитная зона сооружения.

Б.2 При эксплуатации протекторных установок измерению подлежат следующие параметры:

- потенциал защищаемого сооружения до подключения протекторов;
- потенциал протекторов до подключения к сооружению;
- разность потенциалов между сооружением и протекторами (э.д.с. протекторной установки);
- потенциал сооружения после подключения протекторов;
- сила тока в цепи протектор – защищаемое сооружение.

Б.3 Контроль работы протекторных установок во время эксплуатации осуществляют путем измерения потенциалов подземного сооружения выносным электродом. Шаг измерения должен быть таким, чтобы можно было зафиксировать значение потенциала трубопровода против протектора и в середине участка между протекторами (см. рисунок Б.1).

Б.4 Измерение потенциалов сооружения методом выносного электрода проводится при ТР и КР протекторных установок, диагностических обследованиях и в случае резкого изменения тока в цепи протектор – сооружение или потенциала сооружения в точке дренажа.

Б.5 В случае обнаружения участков трубопровода с потенциалом менее минимально допустимого, выясняют причину недозащиты и принимают меры по восстановлению нормальной работы протекторов.

Б.6 Эффективность УПЗ защитных кожухов на переходах через автомобильные и железные дороги оценивается по наличию смещения потенциала на кожухе со стороны, противоположной точке дренажа УПЗ.

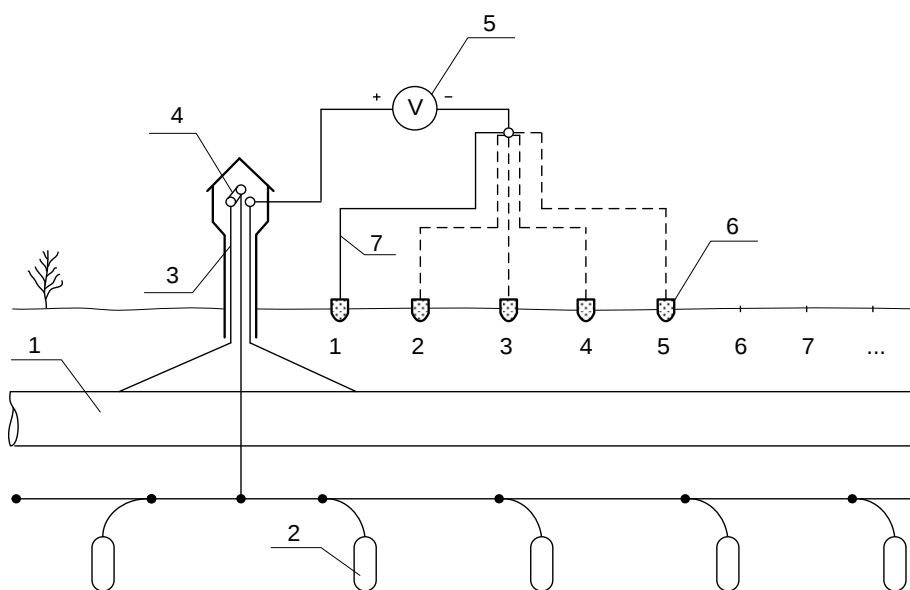
Б.7 При техническом осмотре протекторной установки проводят:

- измерение силы тока в цепи протектор – защищаемое сооружение (см. рисунок Б.2, позиция а);
- измерение потенциала сооружения в месте подключения протекторной установки;
- измерение потенциала «протектор-земля» (см. рисунок Б.2, позиция в).

Б.8 При обнаружении уменьшения силы тока протекторной установки по сравнению с результатами предыдущих замеров, измеряют сопротивление цепи «протектор-сооружение» (см. рисунок Б.2, позиция б) и, если обнаружено увеличение этого сопротивления – измеряют удельное сопротивление грунта или сопротивление растеканию тока протектора (см. рисунок Б.2, позиция г). Измерение сопротивлений выполняют измерителем сопротивления заземлений.

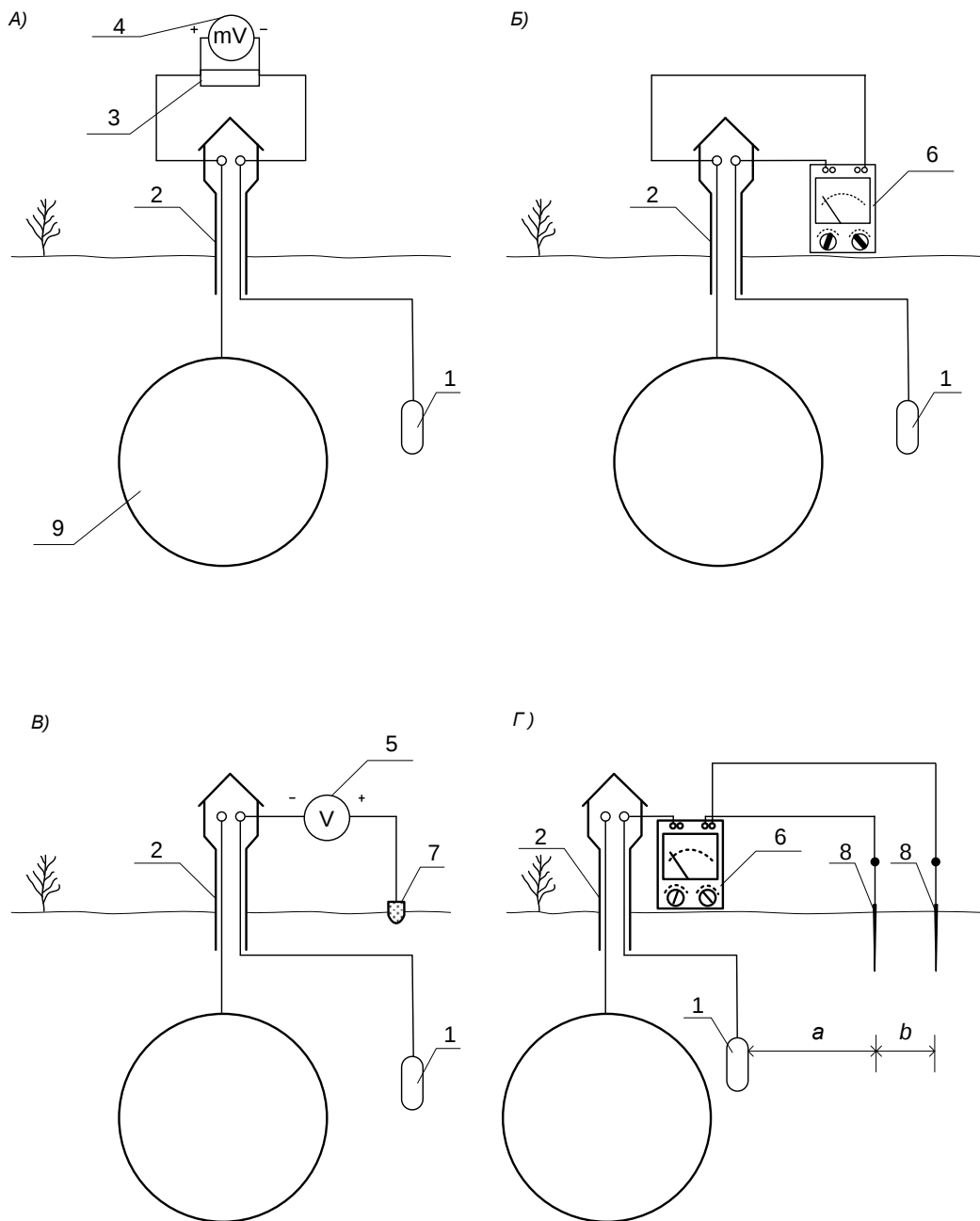
Б.9 Если увеличение сопротивления цепи вызвано увеличением удельного сопротивления грунта и с сопротивлением растеканию тока, то это увеличение может быть объяснено сезонным изменением. В противном случае увеличение сопротивления цепи свидетельствует о неисправности протекторной установки.

Б.10 При измерении силы тока в цепи протекторной установки используют приборы с низким внутренним сопротивлением на пределе 1А или с наружным шунтом. Соединительные провода должны иметь сечение не менее 4 мм^2 и общую длину не более 0,5 м.



- 1 – труба, 2 – протекторы, 3 – контрольно-измерительный пункт, 4 – переключатель,
 5 – высокоомный вольтметр, 6 – медно-сульфатный электрод сравнения,
 7 – измерительный провод

Рисунок Б.1 – Проверка эффективности работы протекторной установки путем измерения потенциалов подземного сооружения выносным электродом



а – измерение тока протекторной установки,
 б – измерение сопротивления цепи протекторной установки,
 в – измерение разности потенциалов «протектор-земля»,
 г – измерение сопротивления растеканию тока.

1 – протектор, 2 – контрольно-измерительный пункт, 3 – шунт,
 4 – милливольтметр, 5 – вольтметр, 6 – измеритель сопротивлений,
 7 – медно-сульфатный электрод сравнения, 8 – стальные электроды, 9 – труба

Рисунок Б.2 – Схемы измерений на протекторных установках

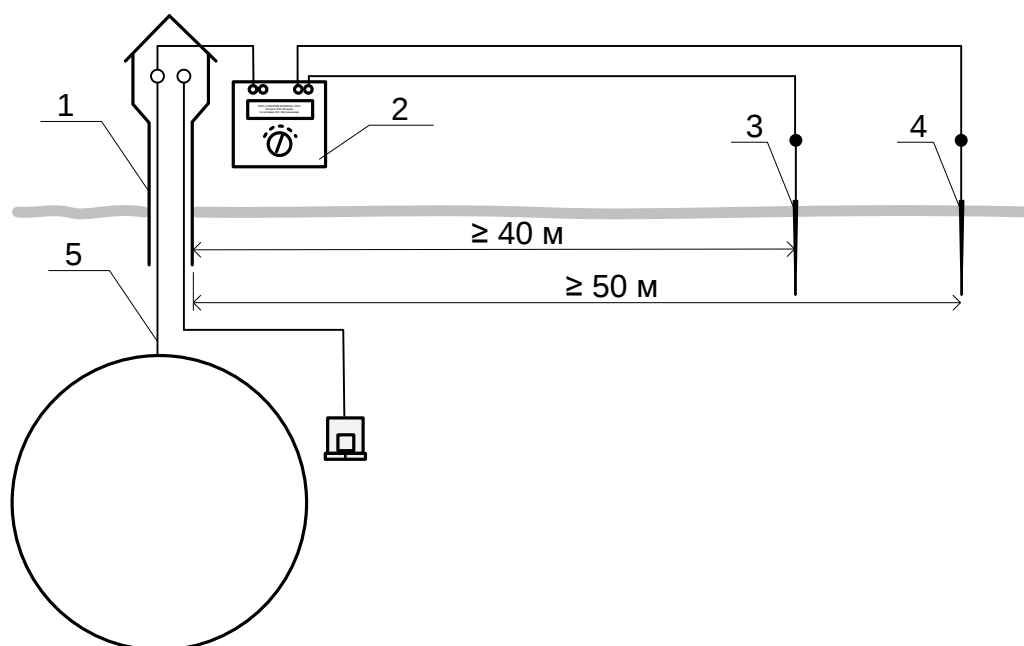
Приложение В

(рекомендуемое)

Проверка работоспособности оборудования контрольно-измерительного пункта

В.1 Состав работ по оценке работоспособности оборудования КИП включает в себя оценку состояния контакта контрольного вывода от трубы, проверку работоспособности стационарного неполяризующегося ЭСДД и ВЭ.

В.2 Для оценки состояния контакта контрольного вывода от трубы измеряют сопротивление растеканию тока трубопровода через этот вывод (см. рисунок В.1). Токовый электрод измерительной установки относят на расстояние не ближе 50 м, а потенциальный электрод не ближе 40 м от трубопровода (или крайней нитки многониточного коридора).



1 – контрольно-измерительный пункт, 2 – измеритель сопротивлений,
3 – потенциальный стальной электрод, 4 – токовый стальной электрод,
5 – контрольный вывод от трубы

Рисунок В.1 – Схема выполнения измерений для оценки состояния контакта
контрольного вывода от трубы

Измеренное значение должно соответствовать расчетному «входному сопротивлению» трубы $R_{\text{изм}}$, Ом, которое вычисляют по формуле

$$R_{изм} \approx \frac{1}{2} \sqrt{R_m \cdot R_n}, \quad (B.1)$$

где R_m и R_n – соответственно продольное и переходное сопротивление трубопровода.

Переходное и продольное сопротивление трубопровода рассчитывают в соответствии с СТО Газпром 9.2-003-2009 (подраздел 7.1).

В обычных условиях, если измеренное значение ниже 0,2 Ом, состояние контакта контрольного провода – удовлетворительное.

В.3 Проверку работоспособности ЭСДД рекомендуется проводить в обязательном порядке на КИП, установленных в точках дренажа УКЗ и крановых площадках, КИП на переходах трубопроводов под автомобильными и железными дорогами и КИП, предназначенных для контроля ВЭИ.

На линейных КИП измерения для проверки работоспособности ЭСДД проводят, если измерения потенциалов, выполненные относительно него, вызывают сомнения и/или физически несостоятельны. К вызываемым сомнению результатам измерений относят аномально высокое/низкое значение измеренных потенциалов, выпадающее из общего фона измеренных потенциалов.

К физически несостоятельным результатам измерений потенциалов относят:

- стабильно положительные или нулевые значения потенциала;
- потенциал включения положительнее потенциала отключения или равен ему;
- потенциал с омической составляющей, измеренный относительно штатного ЭСДД, положительнее потенциала с омической составляющей, измеренного относительно контрольного МСЭ на поверхности земли над трубопроводом.

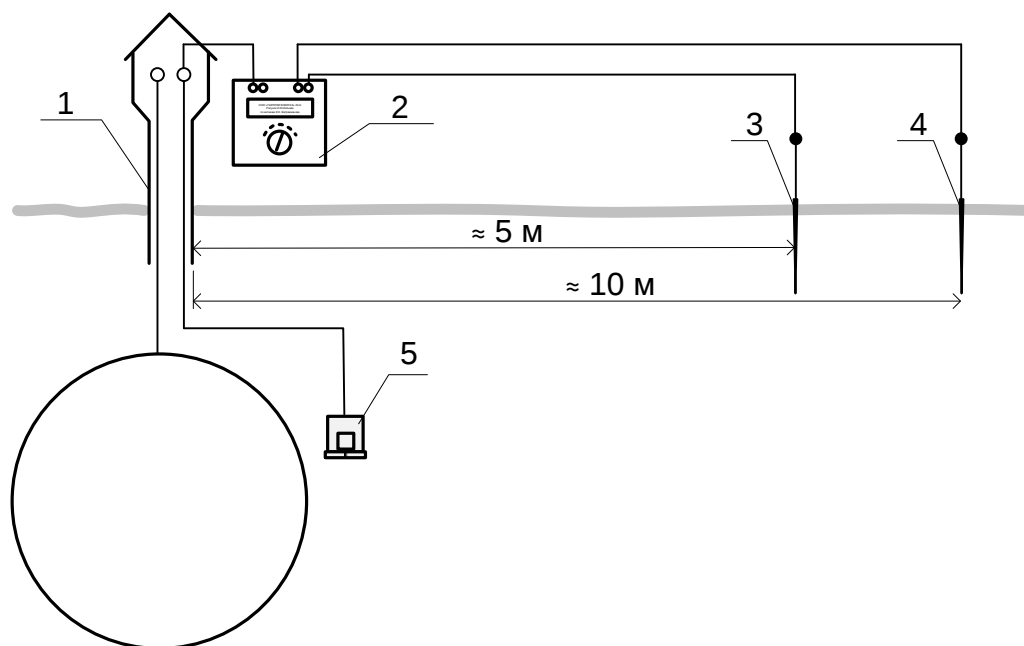
В.4 Для контроля подключения ЭСДД (или ВЭ) к клеммам КИП выполняют измерение сопротивления растеканию тока ЭСДД (или ВЭ) через контрольные провода КИП.

Потенциальный и токовый электроды измерительной установки относят на 5 м и 10 м, соответственно, по линии перпендикулярной оси трубопровода (см. рисунок В.2). Измеренное сопротивление растеканию тока ЭСДД (или ВЭ) должно быть равным величине расчётного сопротивления, определяемому по формуле

$$R \approx (\rho / \sqrt{2\pi \cdot S}) \pm 10\%, \quad (B.2)$$

где S – площадь поверхности мембраны ЭСДД (или площадь поверхности ВЭ), м²;

ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м.



1 – контрольно-измерительный пункт, 2 – измеритель сопротивлений, 3 – потенциальный стальной электрод, 4 – токовый стальной электрод, 5 – стационарный ЭСДД

Рисунок В.2 – Схема выполнения измерений для оценки контакта контрольного вывода с ЭСДД (или ВЭ)

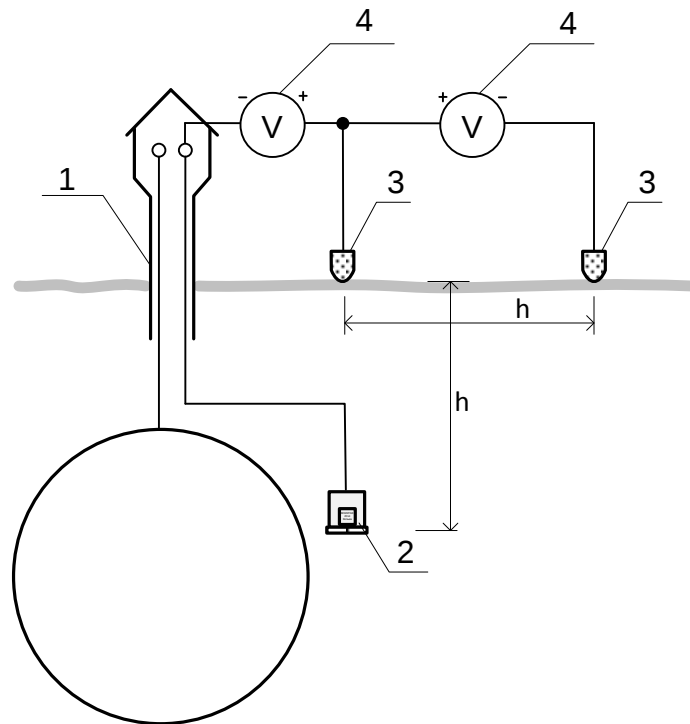
В.5 Критерии пригодности электрода сравнения длительного действия

Пригодность стационарного ЭСДД определяют путем сравнения результатов измерений потенциалов трубопровода относительно стационарного ЭСДД и контрольного (переносного) МСЭ, установленного над контролируемым ЭСДД. Измерения проводят при отключенных от трубопровода ЭСДД и датчиков коррозии. ЭСДД считается пригодным, если выполняются следующие условия:

- потенциал, измеренный ЭСДД по методу отключения тока ВЭ, отличается от потенциала, измеренного контрольным МСЭ, не более чем на 20 мВ;
- вертикальный градиент потенциала между ЭСДД и контрольным МСЭ отличается не более чем на 20% от поперечного градиента потенциала между двумя контрольными МСЭ на поверхности земли, при этом, расстояние между контрольными МСЭ должно быть равно расстоянию между контрольным МСЭ и ЭСДД (см. рисунок В.3), при наличии блуждающих токов измерения указанных градиентов потенциала следует проводить одновременно;
- при синхронных отключениях всех УКЗ, влияющих на участок, потенциал отключения трубопровода, измеренный ЭСДД, равен потенциалу отключения трубопровода, измеренному контрольным (переносным) МСЭ;

- потенциал трубопровода с омической составляющей, измеряемый контрольным МСЭ, всегда отрицательнее потенциала трубопровода с омической составляющей, измеряемого ЭСДД (при отсутствии блуждающих токов);

- при циклических отключениях ближней УКЗ, потенциал трубопровода с омической составляющей, измеряемый ЭСДД, уменьшается синхронно отключениям УКЗ.



1 – контрольно-измерительный пункт, 2 – стационарный ЭСДД,
3 – контрольный МСЭ, 4 – милливольтметр

Рисунок В.3 – Схема выполнения измерений вертикального и поперечного градиента потенциалов для контроля стационарного электрода сравнения длительного действия

Приложение Г

(рекомендуемое)

Измерение поляризационных потенциалов

Г.1 Поляризационный потенциал (электрохимический потенциал) определяет кинетику электродных реакций и характеризует защищенность от коррозии сооружения. Пространственно он локализован в области двойного электрического слоя на границе металл-электролит.

Г.2 Если электрод сравнения расположен на поверхности земли, то измеряемый вольтметром потенциал сооружения содержит кроме величины поляризационного потенциала еще и величину падения напряжения между электродом сравнения и металлом трубы (в грунте и в защитном покрытии) – омическую составляющую. Омическая составляющая по знаку совпадает с поляризационным потенциалом, поэтому измеренная прибором величина потенциала всегда больше поляризационного. Это может привести к ложным выводам о защищенности контролируемого сооружения. В определенных условиях (например, при высоком удельном сопротивлении грунта и в точках дренажа УКЗ) омическая составляющая может быть значительной и в несколько раз превышать величину поляризационного потенциала.

Г.3 Для измерения поляризационного потенциала подземного сооружения в соответствии с СТО Газпром 9.2-002 используют следующие методы:

- метод отключения тока защиты подземного сооружения;
- метод отключения тока поляризации вспомогательного электрода, имитирующего дефekt в защитном покрытии;
- метод непосредственного измерения потенциала вспомогательного электрода через электролитический ключ, подведенный к границе двойного электрического слоя вспомогательного электрода.

Г.4 Метод отключения тока защиты подземного сооружения

Г.4.1 Метод отключения тока защиты основан на различии во времени спада поляризационного потенциала и омического падения напряжения. При отключении тока омическое падение напряжения исчезает очень быстро (от 10^{-5} до 10^{-3} с), тогда как спад поляризационного потенциала происходит достаточно медленно (от десятых долей секунд до нескольких секунд).

Г.4.2 Измерение потенциала проводят вслед за отключением тока через небольшой промежуток времени (от 150 до 400 мс), необходимый для исключения влияния переходных процессов. Измеренное таким способом значение, называют «потенциалом отключения» $U_{отк}$ и это значение во многих случаях близко к величине поляризационного потенциала.

Г.4.3 При использовании метода отключения тока важно, чтобы все средства катодной защиты, оказывающие влияние на защиту участка подземного сооружения, на котором проводят измерение, отключались синхронно. Это условие выполняют, используя специальные синхронные прерыватели тока УКЗ (синтакты).

Г.4.4 Метод отключения тока не может применяться при измерениях на участках подземных сооружений, подверженных влиянию интенсивных блуждающих токов (с размахом потенциала более 100 мВ).

Г.5 Метод отключения тока поляризации вспомогательного электрода

Г.5.1 Метод отключения тока поляризации ВЭ заключается в измерении потенциала отключения ВЭ – датчика потенциала (имитирующего дефект изоляции) в момент его отключения от подземного сооружения.

Г.5.2 Метод не требует отключения системы ЭХЗ. Для измерения поляризационного потенциала методом отключения ВЭ используют стационарные или переносные медно-сульфатные электроды сравнения с датчиком потенциала и специальные средства измерений, совмещающие в себе вольтметр и коммутирующее устройство.

Г.5.3 При проведении измерений по этому методу в измеряемую величину всегда входит и падение напряжения (градиент поля токов катодной защиты) между электродом сравнения и датчиком. Поэтому необходимо, чтобы электрод сравнения был максимально приближен к датчику, но при этом не экранировал его.

Г.5.4 КИП, предназначенные для измерения поляризационного потенциала, должны быть оборудованы стационарным электродом сравнения (ЭСД) и ВЭ.

Г.5.5 При измерениях поляризационного потенциала методом «выносного электрода» при детализации распределения потенциалов вдоль подземного сооружения, а также при измерениях в КИП, не оборудованных стационарными электродами сравнения, применяют переносные электроды сравнения с датчиком потенциала.

Г.5.6 Для измерения переносной электрод сравнения с датчиком потенциала заглубляют в грунт над подземным сооружением или рядом с ним на максимальную глубину. В плотный грунт зонд погружают в предварительно подготовленный шпур, который пробивают специальным пробойником, выполненным из стального шестигранного прутка.

Г.5.7 Измерительный прибор подключают к переносному электроду сравнения и контрольному выводу КИП. При измерении методом «выносного электрода» используют катушку с проводом необходимой длины.

Г.5.8 После стабилизации показаний прибора результат измерений заносят в протокол. Показания можно считать установившимися в том случае, если второй знак после запятой остается неизменным в течение 10 секунд. Значительные изменения показаний могут быть результатом влияния блуждающих токов или переменной составляющей потенциала сооружения, обусловленной работой УКЗ. В этом случае измерение поляризационного потенциала методом отключения тока поляризации ВЭ не представляется возможным.

Г.5.9 Использование переносного электрода сравнения при измерениях поляризационного потенциала по этому методу ограничено в скальных грунтах, в грунтах, содержащих гравий или крупный песок, а также в сухих сыпучих песках.

Г.6 Метод непосредственного измерения потенциала вспомогательного электрода через электролитический ключ, подведенный к границе двойного электрического слоя вспомогательного электрода.

Г.6.1 Суть измерений заключается в измерении потенциала вспомогательного образца способом Габера-Луггина, модифицированного Пионтелли, при котором мембрана электролитического ключа максимально приближена к вспомогательному электроду. При таком способе измерений из-за близкого расположения вспомогательного и измерительного электродов, омическая составляющая в измеренной величине практически отсутствует или имеет минимальное значение, которым можно пренебречь.

Г.6.2 Этот метод измерения поляризационного потенциала используют в зонд-модульной технологии с применением специальных электродов сравнения или зонд-модулей, в конструкции которых реализован вышеупомянутый способ Габера-Луггина.

Г.6.3 Для проведения измерений электрод или зонд-модуль помещают в предварительно подготовленный шпур в непосредственной близости от подземного сооружения и обеспечивают подключение вспомогательного электрода к сооружению через КИП. При измерении методом «выносного электрода» используют катушку с проводом необходимой длины.

Г.6.4 Для проведения измерений не требуется отключений (прерываний поляризации) вспомогательного электрода от подземного сооружения. При отсутствии блуждающих токов для одиночных измерений используют высокоомные вольтметры. При наличии блуждающих токов для долговременных измерений используют автономные регистраторы.

Приложение Д

(рекомендуемое)

Измерение потенциалов с омической составляющей

Д.1 Измерение потенциалов подземного сооружения с омической составляющей осуществляют мультиметром или измерителем потенциалов, одну клемму которого соединяют с контрольным выводом от подземного сооружения, а вторую - с электродом сравнения, осуществляющим контакт с грунтом.

Д.2 В качестве электродов сравнения используют неполяризующиеся медносульфатные электроды.

Д.3 Измерения потенциалов выполняют:

- в специальных КИП;
- на элементах трубопровода, выходящих на поверхность земли (запорная арматура, камеры приема-запуска поршня и т. п.);
- в местах выхода трубопровода на поверхность;
- в открытых шурфах, траншеях и пр.

Д.4 Электрод сравнения устанавливают на поверхности земли на минимальном расстоянии от трубопровода над осью трубы. При проведении измерений в шурфе, траншее или около выхода трубопровода из земли, электрод сравнения располагают на расстоянии не ближе трех диаметров трубы от открытого участка трубопровода со стороны, противоположной размещению анодных заземлителей.

Д.5 Соединение средства измерения с трубопроводом, при измерении потенциала вне КИП, осуществляют с помощью магнитного контакта. Трубу в месте установки контакта зачищают до металлического блеска.

Д.6 Для измерения потенциалов с омической составляющей вдоль трубопровода применяют метод выносного электрода. Для реализации этого метода используют измерительный провод длиной от 500 до 1000 м на катушке. Один конец провода подключают к контрольному выводу в КИП, другой – к мультиметру (измерителю потенциалов). Передвигаясь вдоль трубы и переставляя электрод сравнения с заданным шагом, регистрируют потенциал в каждой точке.

Приложение Е

(рекомендуемое)

Измерения на вставках электроизолирующих

Е.1 Контроль состояния ВЭИ осуществляют при отключенных токоотводах и шунтирующих перемычках путем одновременного измерения потенциала с обеих сторон ВЭИ (см. рисунок Е.1, позиция а). Наличие разницы («скачка») между измеренными потенциалами свидетельствует об исправности ВЭИ.

Е.2 При недостаточной разнице потенциалов можно использовать временное увеличение защитного тока на УКЗ, в зоне защиты которой расположен участок трубопровода с ВЭИ.

Е.3 При отключенной катодной защите или при ее отсутствии для получения явного «скачка» потенциала применяется метод наложения тока на участок трубопровода с одной из сторон ВЭИ (см. рисунок Е.1, позиция а).

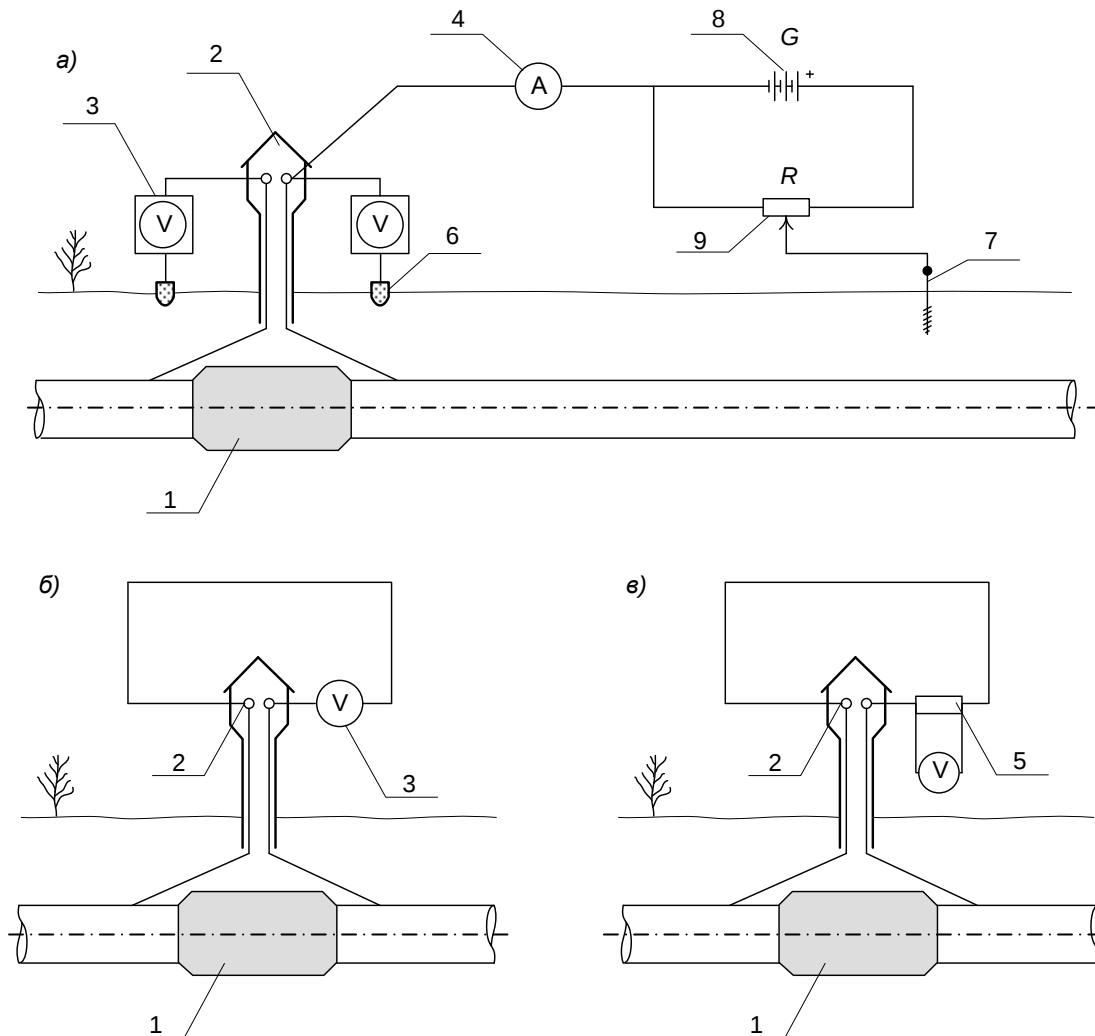
Е.4 Временный анодный заземлитель должен устанавливаться на расстоянии не ближе 15 метров от ВЭИ на той стороне трубопровода к которой подключен источник. Если при включении тока на противоположной стороне ВЭИ потенциал трубы остается без изменения или смещается в положительную область, то изолирующие свойства ВЭИ можно считать удовлетворительным. Если потенциал сдвигается в отрицательную сторону, на любую величину, то техническое состояние ВЭИ считается неудовлетворительным.

Е.5 Величина отрицательного сдвига потенциала характеризует степень повреждения диэлектрических прокладок ВЭИ. Если потенциал трубы на противоположной стороне принимает значение, равное значению на стороне ВЭИ к которой подключен источник, то существует короткое замыкание.

Е.6 Для уточнения результатов целесообразно повторение процедуры испытаний при подключении источника тока к противоположной стороне ВЭИ.

Е.7 Дополнительно допускается проводить измерение напряжения между трубами по обеим сторонам ВЭИ (см. рисунок Е.1, позиция б) или измерения силы тока, протекающего через шунт между трубами (см. рисунок Е.1, позиция в). ВЭИ считают исправной, если при наличии тока катодной защиты измеренное напряжение составляет не менее 0,2 В. Сила тока исправной ВЭИ между трубами зависит от конкретных условий и обычно должна быть не менее 1 А. Этот метод рекомендуется использовать при параллельном расположении нескольких ВЭИ.

Е.8 Эффективность работы токоотвода проверяют путем измерения сопротивления растеканию тока или путем измерения силы тока между трубой и токоотводом.



а – схема контроля состояния ВЭИ
б – измерение напряжения, в – измерение тока

1 – ВЭИ, 2 – контрольно-измерительный пункт,
3 – вольтметр, 4 – амперметр, 5 – шунт, 6 – медно-сульфатный электрод сравнения,
7 – временное анодное заземление, 8 – источник постоянного напряжения, 9 – реостат.

Рисунок Е.1 – Измерения на вставке электроизолирующей

Приложение Ж

(рекомендуемое)

Измерения на электродренажных установках

Ж.1 Комплекс измерений, проводимых на УДЗ, проводят для контроля их работы и определения влияния блуждающих токов на защиту трубопровода.

Ж.2 Так как величины потенциалов и токов в цепи УДЗ могут меняться во времени, (первые по величине и знаку, вторые - по величине и направлению), измерения проводят в течение периода, за который проходят не менее двух поездов на электрической тяге в обоих направлениях. Кроме того, целесообразно проводить суточные замеры силы тока, протекающего в цепи дренажной защиты и потенциалов сооружения.

Ж.3 В качестве измерительных приборов используют электронные регистраторы, входное сопротивление которых при измерении потенциалов сооружения должно быть не менее 10 МОм.

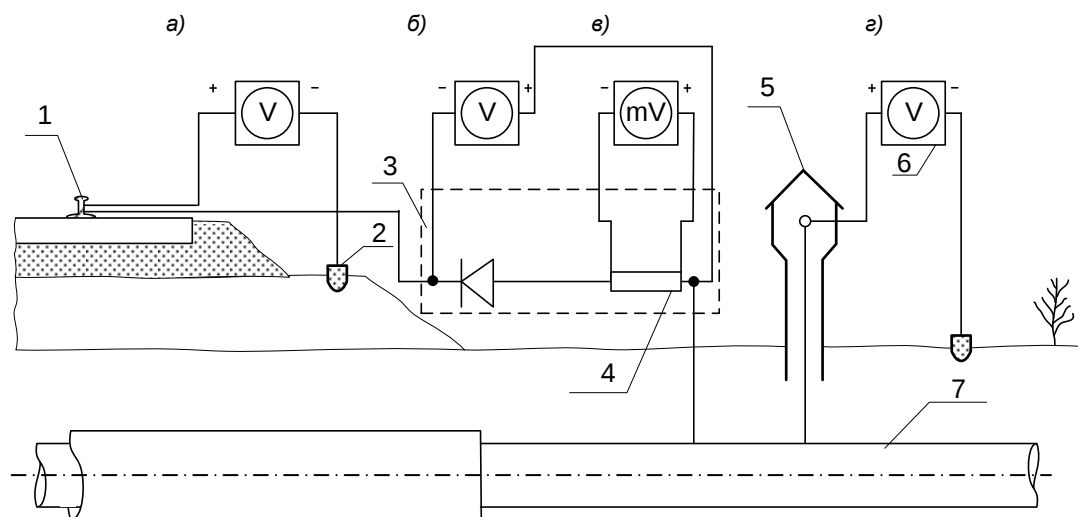
Ж.4 Проверка диодных элементов и измерения удельного электросопротивления грунта могут проводиться в любое время без увязки с условиями работы электротяги.

Ж.5 Схемы электрических соединений при измерениях на установках дренажной защиты приведены на рисунке Ж.1.

Ж.6 При измерении разности потенциалов «рельс-земля» измерительный провод подключают к рельсовой сети. При однопутных рельсовых цепях автоблокировки измерения проводят на тяговом рельсе, к которому подключено заземление опор контактной сети.

Ж.7 Измерение сопротивления дренажных кабелей проводят при необходимости в случаях высокого расчетного сопротивления дренажной цепи или неэффективной работы УДЗ (при наличии соответствующей разности потенциалов «труба-рельс» дренажный ток не протекает, либо при протекании тока через УДЗ потенциал трубопровода стремиться в область положительных значений) и т.п.

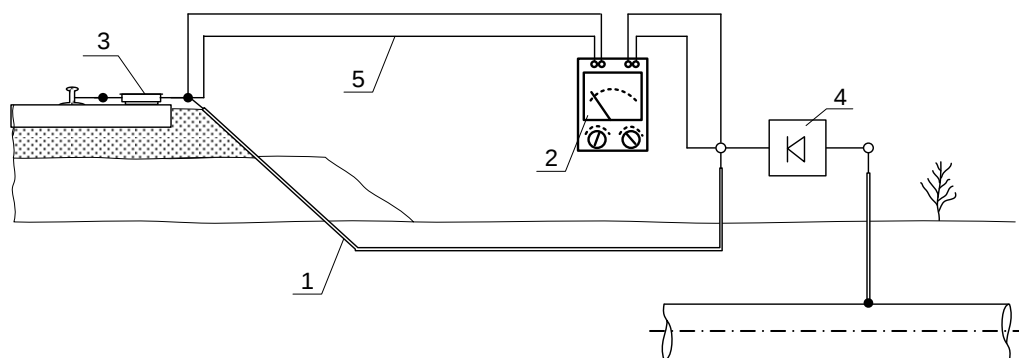
Ж.8 При измерении сопротивления дренажных кабелей соответствующие токовые и потенциальные клеммы измерителя сопротивления соединяют перемычками и из полученной величины вычитают сопротивление соединительных проводов, которое измеряют отдельно. При соединении, приведенном на рисунке Ж.2, сопротивление измерительных проводов учитывают в процессе измерения.



а - измерение разности потенциалов «рельс-земля»,
 б - измерение разности потенциалов «рельс-труба»,
 в - измерение силы тока дренажной установки,
 г - измерение потенциалов трубопровода

1 – рельс, 2 – электрод сравнения, 3 – дренажная установка, 4 – шунт дренажа,
 5 – контрольно-измерительный пункт, 6 – регистратор потенциалов, 7 – труба

Рисунок Ж.1 – Принципиальные схемы соединений при измерениях на установках дренажной защиты



1 – дренажный кабель, 2 – измеритель сопротивления, 3 – путевой дроссель,
 4 – дренажная установка, 5 – измерительные провода

Рисунок Ж.2 – Схема измерения сопротивления дренажного кабеля с компенсацией сопротивления измерительных проводов

Ж.9 Анализируя синхронную запись силы денируемого тока, потенциалов трубы и рельса делают заключение об эффективности работы установки дренажной защиты. На исправной УДЗ, при значениях потенциала «рельс-земля» отрицательнее потенциала трубопровода, ток на дренаже направлен от трубопровода к рельсам (см. рисунок Ж.3). Если потенциал «рельс-земля» становится положительнее потенциала трубопровода, в обратном

направлении протекает незначительный ток (от 2 до 4 А), величина которого зависит от характеристик обратного тока используемых полупроводниковых диодов.

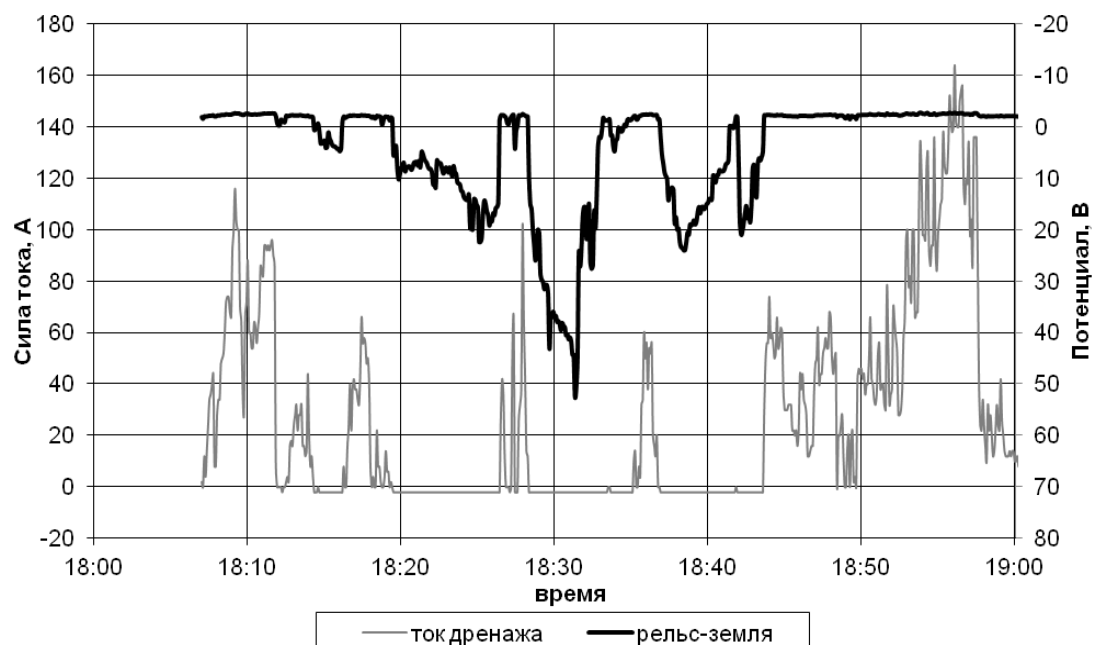


Рисунок Ж.3 – Фрагмент синхронной записи потенциала «рельс-земля» и дренажного тока на исправной установке дренажной защиты

Приложение И

(справочное)

Пример заполнения коррозионной карты по результатам обследования участка трубопровода

Пример заполнения коррозионной карты по результатам обследования участка трубопровода приведен на рисунке И.1.

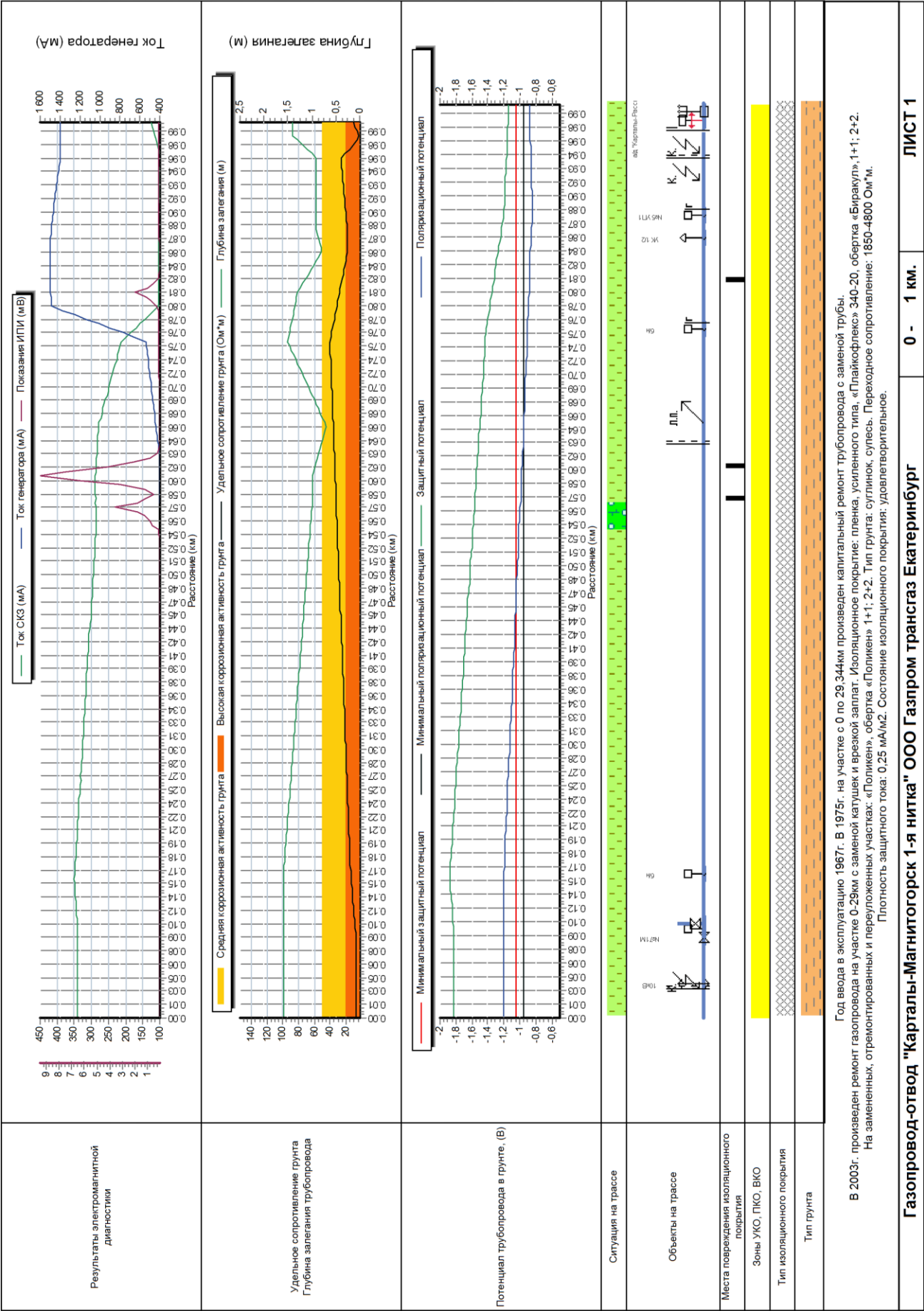


Рисунок И.1 - Пример заполнения коррозионной карты по результатам обследования участка трубопровода

Библиография

- | | | |
|-----|---|--|
| [1] | Национальный стандарт
Республики Беларусь
СТБ ГОСТ Р 51164-2001 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии |
| [2] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 25812-83 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии |
| [3] | Свод правил
Госстроя России
СП 36.13330.2012 | Магистральные трубопроводы.
Актуализированная редакция
СНиП 2.05.06-85 |
| [4] | Строительные нормы и правила
Госстроя СССР
СНиП 2.05.06-85 | Магистральные трубопроводы |
| [5] | Строительные нормы и правила
Российской Федерации
СНиП 2.05.06-85* | Магистральные трубопроводы |
| [6] | Свод правил
Госстроя России
СП 86.13330.2014 | Магистральные трубопроводы |
| [7] | Строительные нормы и правила
Госстроя СССР
СНиП III-42-80 | Магистральные трубопроводы |
| [8] | Строительные нормы и правила
Российской Федерации
СНиП III-42-80* | Магистральные трубопроводы |
| [9] | Ведомственные строительные
нормы ОАО «Газпром»
ВСН 39-1.22-007-2002 | Указания по применению вставок
электроизолирующих для газопро-
вода |

- [10] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7. (утверждены приказом Минэнерго России от 8 июля 2002 г. №204)
- [11] Правила технической эксплуатации электростанций и сетей (утверждены Постановлением Правительства Республики Армения № 1605-Н от 27 декабря 2007 г.)
- [12] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 6, переработанное и дополненное (действующие главы)
- [13] Технический кодекс установившейся практики Республики Беларусь ТКП 339-2011 Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловых и аккумуляторных, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний
- [14] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 6 (утверждены приказом Минэнерго СССР от 6 июня 1984 г. №Э-8/84)
- [15] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 г. №328н)
- [16] Правила безопасности эксплуатации электроустановок (утверждены Постановлением Правительства Республики Армения № 1933-Н от 23 ноября 2006 г.)

ОКС 23.040.90

Ключевые слова: защита от коррозии, методические рекомендации, комплексное коррозионное обследование, система электрохимической защиты, защитное покрытие
