

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ

Защита от коррозии
МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО
ПРОВЕДЕНИЮ ДЕТАЛЬНОГО КОМПЛЕКСНОГО
КОРРОЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

(1-я редакция)

Р Газпром 9.4-XXX-201X

Издание официальное

=====

ОТКРЫТОЕ 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 защиты от коррозии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»
3 УТВЕРЖДЕНЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ	Членом Правления ОАО «Газпром», начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа О. Е. Аксютиным от « ____ » _____ 201__ года
4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ	
5 СРОК ДЕЙСТВИЯ	3 года

© ОАО «Газпром», 201X

© Оформление ООО «Газпром экспо», 201X

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

Содержание

Введение	V
1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки.....	2
3 Термины, определения, обозначения и сокращения.....	3
4 Общие положения.....	4
5 Задачи детального комплексного коррозионного обследования.....	5
6 Требования к объекту обследования для проведения детального комплексного коррозионного обследования	6
7 Типовой состав работ при проведении детального комплексного коррозионного обследования	7
8 Рекомендации к применяемому оборудованию и средствам измерений при проведении детального комплексного коррозионного обследования.....	12
9 Рекомендации к оформляемой документации по результатам детального комплексного коррозионного обследования.....	13
Приложение А (рекомендуемое) Измерение сопротивления растеканию тока заземлений	16
Приложение Б (рекомендуемое) Измерения на протекторных установках.....	19
Приложение В (рекомендуемое) Проверка работоспособности оборудования КИП	22
Приложение Г (рекомендуемое) Измерение поляризационных потенциалов	26
Приложение Д (рекомендуемое) Измерение потенциалов с омической составляющей	29
Приложение Е (рекомендуемое) Измерения на вставках электроизолирующих	30
Приложение Ж (рекомендуемое) Измерительные приборы и оборудование, применяемые при детальном комплексном коррозионном обследовании.....	32

Приложение И (рекомендуемое) Типовая форма технического отчета по результатам детального комплексного коррозионного обследования	35
Библиография.....	44

Введение

Настоящие рекомендации разработаны в соответствии с Перечнем приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2011-2020 годы, утвержденным Председателем Правления ОАО «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 8 февраля 2013 г. «Развитие нормативной базы ОАО «Газпром» в области противокоррозионной защиты», этап 7 «Разработка методических рекомендаций по проведению детального комплексного коррозионного обследования».

Настоящие рекомендации разработаны с целью установления единых требований к организации и порядку выполнения комплекса организационно-технических мероприятий по проведению детальных коррозионных обследований объектов ОАО «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 Отдела защиты от коррозии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром».

РЕКОМЕНДАЦИИ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

Защита от коррозии МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ДЕТАЛЬНОГО КОМПЛЕКСНОГО КОРРОЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

Дата введения _____

Срок действия _____

1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации распространяются на работы, выполняемые при детальном комплексном коррозионном обследовании объектов ОАО «Газпром».

1.2 Настоящие рекомендации определяют требования к организации, составу и порядку выполнения работ при проведении детальном комплексном коррозионном обследовании объектов ОАО «Газпром», методическому, нормативному и информационному обеспечению работ, техническому оснащению организаций, выполняющих детальное комплексное коррозионное обследование, документации, оформляемой по результатам детальном комплексном коррозионном обследовании.

1.3 Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром», сторонними организациями при проведении детальном комплексном коррозионном обследовании.

1.4 Настоящие рекомендации не распространяются на работы, выполняемые при коррозионном обследовании морских объектов ОАО «Газпром».

1.5 Договоры со сторонними организациями, должны в обязательном порядке 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 2-3.5-046-2006 Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа 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 по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменён (изменён), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменённым (изменённым) документом. Если ссылочный документ отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 В настоящих рекомендациях применены термины в соответствии с СТО Газпром 9.2-002.

3.2 В настоящих рекомендациях применены следующие сокращения и обозначения:

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;

КДП – контрольно-диагностический пункт;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

КО – коррозионное обследование;
МСЭ – медносульфатный электрод сравнения;
НД – нормативная документация;
ПКЗ – противокоррозионная защита;
ПКО – повышенная коррозионная опасность;
УДЗ – установка дренажной защиты;
УЗД – ультразвуковая диагностика;
УКЗ – установка катодной защиты;
УКО – умеренная коррозионная опасность;
УПЗ – установка протекторной защиты;
УКО – умеренная коррозионная опасность;
УПЗ – установка протекторной защиты;
ЭСДД – электрод сравнения длительного действия;
ЭХЗ – электрохимическая защита;

4 Общие положения

4.1 Детальное комплексное КО проводят с целью оценки коррозионного состояния объекта и эффективности его системы ПКЗ не реже одного раза в десять лет.

4.2 Организация, выполняющая работы по детальному комплексному КО, (Исполнитель) должна соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.3-310 и требованиям ОАО «Газпром» [1].

4.3 Исполнитель должен быть аттестован в порядке, установленном СТО Газпром 2-3.5-046, и иметь необходимый, в соответствии с действующим законодательством, комплект документов на те виды работ, которые требуют специального разрешения.

4.4 Организационные мероприятия по подготовке и проведению детального комплексного КО выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-310.

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

4.6 При проведении детального комплексного КО объектов ОАО «Газпром» соблюдают требования ГОСТ 9.602, ГОСТ Р 51164, 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, СНиП 2.05.06-85* [2], СНиП III-42-80* [3], ВСН 39-1.22-007-2002 [4], ПУЭ [5], ПОТ РМ-016–2001 / РД 153-34.0-03.150–00 [6], Правил [7].

4.7 Основным видом КО являются электрометрические обследования, которые позволяют определить причину, факторы и динамику коррозионных процессов. При проведении детального комплексного КО учитывают результаты дефектоскопии обследуемых объектов и данные коррозионного мониторинга.

5 Задачи детального комплексного коррозионного обследования

5.1 Детальное комплексное КО позволяет получить наиболее достоверную оценку фактического коррозионного состояния объекта и эффективности его ПКЗ.

5.2 Основными задачами детального комплексного КО являются:

- локализация коррозионно-опасных участков объекта;
- выявление мест коррозионных повреждений;
- ранжирование участков обследованного объекта по видам коррозионных дефектов;
- определение причин и динамики коррозионных процессов;
- подготовка материалов для прогноза коррозионного состояния;

- разработка рекомендаций по ремонту участков объекта с коррозионными повреждениями.

6 Требования к объекту обследования для проведения детального комплексного коррозионного обследования

6.1 Заказчик должен подготовить линейную часть обследуемого объекта к выполнению работ по детальному комплексному КО в соответствии с требованиями разделов 5.4 и 6.2 СТО Газпром 2-3.5-454.

6.2 Места установки КИП и их техническое состояние должны соответствовать требованиям раздела 6.1 ГОСТ Р 51164 и раздела 12.3 СТО Газпром 2-3.5-454.

6.3 Перед проведением обследования трассу трубопровода в пределах 3 м от оси крайнего газопровода в каждую сторону и между нитками расчищают от кустарников и древесной растительности в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-454.

6.4 Заказчик передает Исполнителю для изучения следующую документацию по ПКЗ объекта:

- паспорта УКЗ, УДЗ и УПЗ и средств дистанционного контроля и полевые журналы УКЗ и УДЗ;

- 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, выделением зон ВКО и ПКО;

- исполнительно-техническую документацию по системе ЭХЗ;

- акты о коррозионном состоянии объекта при осмотре в шурфах (акты шурфовок в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-310);

- акты испытаний защитных покрытий методом катодной поляризации на законченных строительством участках трубопровода;

- журналы регистрации работы средств ЭХЗ, обеспеченных дистанционным контролем;
- ежегодные диаграммы (ведомости) распределения потенциалов по КИП с указанием участков объекта, имеющих потенциалы ниже минимальных значений и участков, подверженных влиянию блуждающих токов;
- коррозионные карты (паспорт) участков объекта с выделением зон УКО, ПКО и ВКО;
- результаты ВТД, УЗД и коррозионного мониторинга обследуемого объекта;
- материалы предыдущих КО, включая отчеты диагностических организаций;
- отчеты о состоянии ПКЗ объектов за последние 5 лет.

7 Типовой состав работ при проведении детального комплексного коррозионного обследования

7.1 В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-310 детальное комплексное КО состоит из трех этапов: организационного, технического и аналитического.

7.2 Организационные мероприятия по подготовке и проведению детального комплексного КО на первом этапе выполняют в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-310 и СТО Газпром 2-3.5-454.

7.3 На техническом этапе детального комплексного КО выполняют следующие виды работ.

7.3.1 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;
- составление технологических схем линейной части трубопроводов, промплощадки с расстановкой средств контроля и средств ЭХЗ.

7.3.2 Оценка текущего состояния системы ЭХЗ:

- проверка по всей протяженности обследуемого объекта работоспособности КИП и КДП всех типов и назначений, БСЗ, БДР;
- измерение сопротивления растеканию тока АЗ УКЗ и тока защитного заземления УКЗ и/или УДЗ (в соответствии методикой, представленной в приложении А);
- определение наличия (отсутствия) гальванической связи металлоконструкции и ограждения с защитным заземлением;
- контроль работоспособности измерительных приборов и индикаторов преобразователей УКЗ (силовых модулей модульных СКЗ), сверка показаний с эталонными измерительными приборами, проверка соответствия токового шунта преобразователя установленному амперметру и проверка соответствия измерительных приборов, установленных в преобразователях, Положению [8];
- проверка контактных соединений в УКЗ, УДЗ, УПЗ;
- проверка работоспособности АВР, блоков управления и автоматики преобразователей УКЗ (силовых модулей модульных СКЗ);
- 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 (в соответствии методикой, представленной в приложении Б);
- измерение значений запаса тока поляризации УПЗ;
- измерение сопротивления растеканию тока протекторной группы УПЗ (в соответствии методикой, представленной в приложении А);
- измерение в КИП и КДП сопротивления цепи протектор (протекторная группа) - защищаемое сооружение (в соответствии методикой, представленной в приложении Б);
- проверка на КИП и КДП работоспособности неполяризующегося ЭСДД, ВЭ и контрольного вывода от трубы (в соответствии методикой, представленной в приложении В).

7.3.3 Проведение электрометрического обследования:

- измерение в КИП и КДП, оборудованных ЭСДД с ВЭ потенциалов без омической составляющей (поляризационных) при различных комбинациях режимов включенной УКЗ, и при отключенной УКЗ (в соответствии методикой, представленной в приложении Г);

- измерение удельного электрического сопротивления грунта (в соответствии с приложением А ГОСТ 9.602) в районе УПЗ, АЗ в УКЗ, на переходах трубопровода под а/д и ж/д или в местах пересечения с естественными преградами (с обеих сторон перехода или пересечения), в местах дефектов в защитном покрытии, в местах неоднородности грунтов, в зонах УКО с шагом не более 100 м;

- установка прерывателей в цепи постоянного тока УКЗ;

- измерение в КИП и КДП потенциалов трубопровода с омической составляющей (в соответствии методикой, представленной в приложении Д), при различных комбинациях режимов включенной УКЗ и при отключенной УКЗ;

- регистрация на КИП и КДП формы сигнала катодной защиты;

- уточнение места прохождения оси трубопровода;

- определение глубины заложения трубопровода;

- разметка обследуемого участка по оси трубопровода;

- установление электрического контакта с трубопроводом в местах его отсутствия без вскрытия трубы;

- измерение потенциалов трубопровода (в соответствии методикой, представленной в приложении Д) методом выносного электрода с шагом измерения 2 м на всем протяжении обследуемого сооружения при включенных и отключенных средствах ЭХЗ;

- измерение с обеих сторон трубопровода с шагом 2 м градиентов потенциала в грунте при включенных и отключенных УКЗ (прерывистая поляризация);

- измерение значений тока и определение направления постоянного тока бесконтактным методом в трубопроводе;

- синхронные измерения в КИП и КДП потенциалов трубопровода в месте его пересечения с сопутствующим сооружением;

- измерение с шагом 2 м потенциалов трубопровода с омической составляющей методом выносного электрода и градиентов с обеих сторон в местах взаимного пересечения обследуемого объекта с другой подземной коммуникацией при отключенных средствах ЭХЗ (на деполяризованном объекте) и включенных средствах ЭХЗ;

- измерения на ВЭИ (в соответствии методикой, представленной в приложении Е);

- синхронные измерения долговременными регистраторами на выходе УКЗ силы тока и напряжения, потенциалов трубопровода на КИП, в УКЗ с нестабильным энергообеспечением и/или расположенных в зонах влияния блуждающих токов.

7.3.4 Оценка состояния защитного покрытия

- диагностическое обследование искателями повреждения изоляции и/или комплексами специальной измерительной аппаратуры (в том числе для электромагнитной диагностики) сплошности защитного покрытия сооружения с нахождением мест сквозных дефектов;

- детализирование на трассе мест с дефектами в защитном покрытии для проведения контрольной шурфовки;

- локальная оценка состояния защитных покрытий по результатам электрометрии (в том числе – электромагнитометрии) и контрольных шурфовок;

- интегральная оценка защитного покрытия подземного сооружения по величине сопротивления изоляции.

7.3.5 Обследование переходов трубопроводов:

- измерение сопротивления «защитный кожух-труба» в местах переходов трубопровода под а/д и ж/д, оборудованных защитным кожухом (в соответствии с приложением Т СТО Газпром 9.4-009);

- измерение сопротивления растеканию тока «защитного кожуха»;

- определение наличия (отсутствия) электрического контакта «защитный кожух-труба» методом смещения потенциала трубопровода (в соответствии с приложением Т СТО Газпром 9.4-009);
- определение места электрического контакта «защитный кожух - труба» с помощью генератора переменного тока;
- проверка средств индикации, калибровка регистратора и измерительных каналов системы АСКП (на переходах трубопроводов под а/д и ж/д, оборудованных АСКП).

7.3.6 Проведение обследований в шурфах и местах выхода трубопровода из грунта:

- определение фактического заглубления трубопровода до верхней образующей трубы;
- измерение кислотности грунта (pH);
- измерение толщиномером фактической толщины защитного покрытия;
- измерение в шурфе температуры трубопровода под защитным покрытием;
- визуальный осмотр в шурфе дефекта с установлением вероятной причины повреждения защитного покрытия;
- визуальная оценка характера коррозионных повреждений, измерение их площади и глубины (измерение толщиномером остаточной толщины стенки трубы);
- измерение адгезии защитного покрытия к поверхности объекта (в соответствии с ГОСТ 9.602);
- составление протоколов результатов инструментального контроля с применением методов НК;
- фоторегистрация состояния защитного покрытия, площади его повреждения, площади непосредственного контакта металла трубы со средой, продуктов коррозии, глубины коррозионных повреждений и т.д.
- оформление акта шурфовки (в соответствии с приложением А СТО Газпром 2-2.3-310).

7.3.7 Проведение обследований в местах выхода трубопровода из грунта:

- осмотр состояния объекта на границе «земля-воздух»;
- измерение сопротивления «опора-труба» в местах надземных переходов трубопровода через препятствия или участков трубопровода с надземной прокладкой.

7.4 Аналитический этап детального комплексного КО включает в себя:

- анализ материалов обследования, оформление технического отчета с разработкой рекомендаций по результатам обследования трубопровода;
- разработку и утверждение технического заключения по результатам обследования системы ЭХЗ, подготовку паспорта системы ПКЗ вновь построенного и/или реконструированного объекта или документации для сертификации системы ПКЗ в соответствии с НД.

8 Рекомендации к применяемому оборудованию и средствам измерений при проведении детального комплексного коррозионного обследования

8.1 При проведении детального комплексного КО применяют средства измерений и оборудование, обеспеченные метрологическим контролем, включенные в Государственный реестр средств измерений, и/или соответствующие техническим требованиям ОАО «Газпром» [9 - 17].

8.2 Документы, подтверждающие проведение поверки и калибровки, должны находиться у производителя работ и приобщаться к отчету.

8.3 Минимальный комплект измерительных приборов и оборудования для проведения детального комплексного КО (в расчете на одну диагностическую бригаду) приведен в приложении Ж.

8.4 Для оперативного снятия показаний индикаторов коррозионных процессов серии ИКП специалистами диагностической бригады в соответствии с методическими указаниями [18] используют анализатор ИКП эксплуатацион-

ной службы, на котором была проведена первоначальная инициация этих индикаторов.

9 Рекомендации к оформляемой документации по результатам детального комплексного коррозионного обследования

9.1 По результатам детального комплексного КО составляется технический отчет в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-310. Рекомендуемые отчетные формы представлены в приложении И.

9.2 Технический отчет по результатам детального комплексного КО в обязательном порядке должен содержать разделы:

- введение;
- порядок проведения работ;
- полученные результаты;
- выводы;
- рекомендации.

9.3 В разделе «Введение» указывают:

- основание проведения детального комплексного КО;
- цель и задачи проведения работ;
- наименование объектов, километраж обследованных участков, их территориальную принадлежность, географическое расположение, и природные условия эксплуатации;
- типы грунтов, удельное сопротивление грунтов (с ссылкой на графическую часть - приложение «Коррозионные карты газопровода»);
- технические характеристики (в том числе глубину залегания трубы и наличие участков с температурой транспортируемого продукта более 20 °С);
- защищенность обследованных участков за предшествующие 3 года;
- перечень проектной, исполнительной и эксплуатационной документации, которая была использована для анализа перед началом КО;
- перечень основных проведенных работ.

9.4 В разделе «Порядок проведения работ» указывают методы и технологии согласно техническому заданию, а также перечень используемых средств измерений и оборудования, данные об их поверке или калибровке.

9.5 В разделе «Полученные результаты» приводят анализ данных, полученных при выполнении КО в сопоставлении с требованиями НД.

9.6 В разделе «Выводы» приводят анализ результатов выполненных работ в соответствии с целями проведенного обследования.

9.7 Раздел «Рекомендации» должен содержать:

- мероприятия, направленные на поддержание исправного технического состояния средств ПКЗ в соответствии с требованиями действующей НД;
- указания о необходимости реконструкции системы ПКЗ объекта;
- организационные мероприятия, направленные на повышение качества эксплуатации средств ПКЗ;
- срок и вид следующего (очередного) КО объекта;
- перечень дефектных участков обследованного объекта с неудовлетворительным состоянием защитного покрытия с ранжированием по очередности ремонта;
- перечень неисправного оборудования в работе системы ПКЗ.

9.8 Режимы работ средств ЭХЗ, рекомендованные по результатам обследования, должны обеспечивать оптимальную ЭХЗ с учетом температуры транспортируемого продукта, коррозионной агрессивности грунтов, влияния блуждающих токов и т.д.

9.9 Технический отчет должен содержать долговременный (до 5 лет) прогноз коррозионного состояния обследованного объекта и сведения об остаточном ресурсе средств ПКЗ с планом их капремонта.

9.10 В приложениях к техническому отчету приводят коррозионные карты обследованных трубопроводов, содержащие:

- масштабные схемы участков трубопроводов с указанием видов и типов защитных покрытий, УКЗ, участков ПКО, ВКО, электроснабжения;

- принципиальные электрические схемы расстановки средств ЭХЗ и питающих ЛЭП;
- диаграммы распределения по трассе трубопровода удельного сопротивления грунтов;
- диаграммы распределения по КИП потенциалов объекта с омической составляющей и поляризационных потенциалов (диаграммы распределения поляризационных потенциалов составляются при диагностировании вновь построенных и реконструированных трубопроводов, введенных в эксплуатацию после 01.07.1999 г.).

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

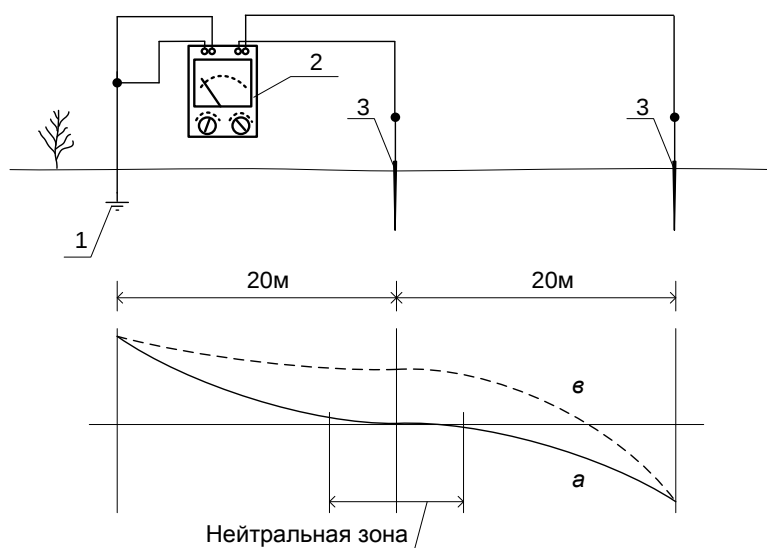
9.12 В приложениях к техническому отчету приводят весь документированный материал по результатам обследования в соответствии с задачами обследования, в том числе: акты осмотра в шурфах, фотоматериалы, протоколы электрометрических измерений, заявки на шурфы, дефектные ведомости средств ПКЗ, паспорт ПКЗ, протоколы результатов неразрушающего контроля.

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 должен быть удален 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).



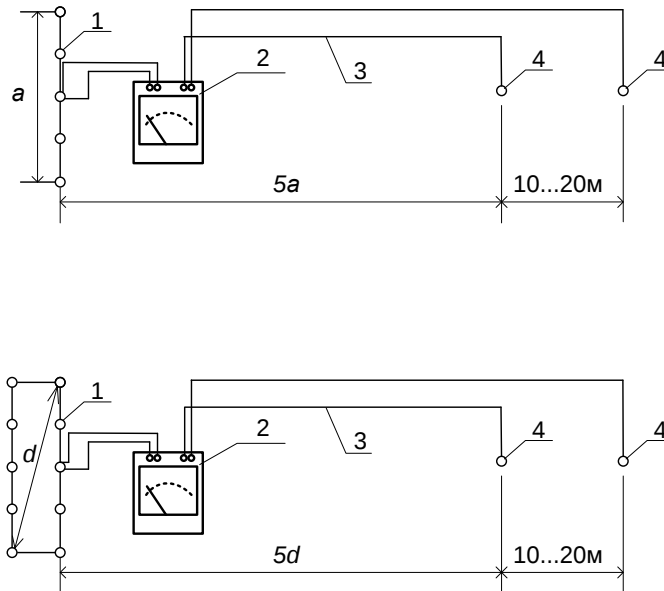
1 – заземление, 2 – измеритель сопротивления, 3 - стальные электроды

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 протяженных 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 протяженных 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 Ж.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.

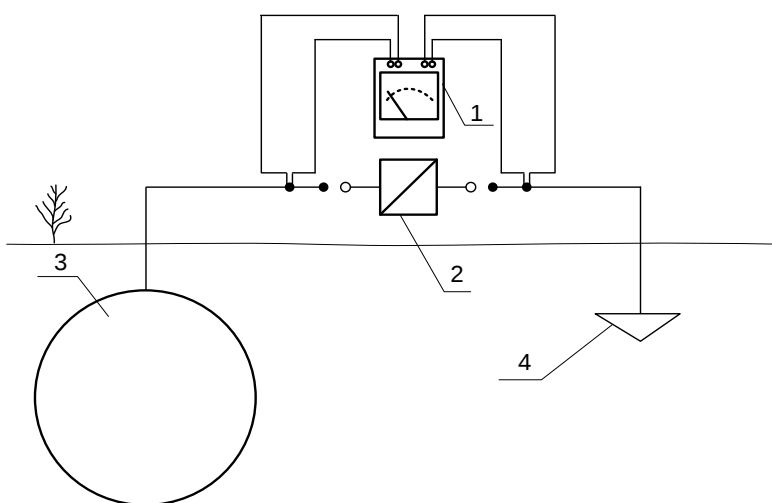
А.6 Сопротивление дренажных проводов и (или) кабелей, соединяющих преобразователь с трубой и анодным заземлением R_{np} , Ом, определяют по формуле

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

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, определяют по формуле

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

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.

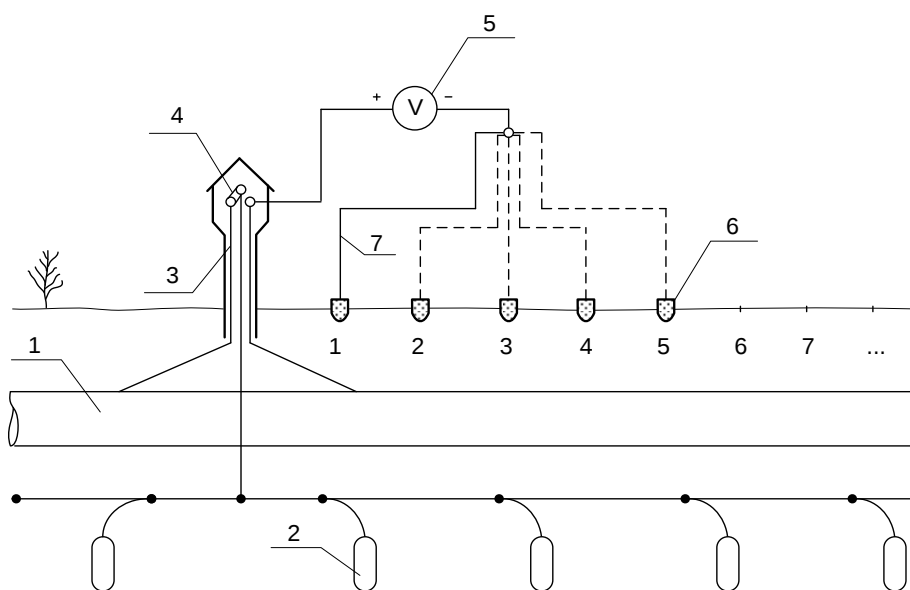
Б.7 При техническом осмотре протекторной установки проводят:

- 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.

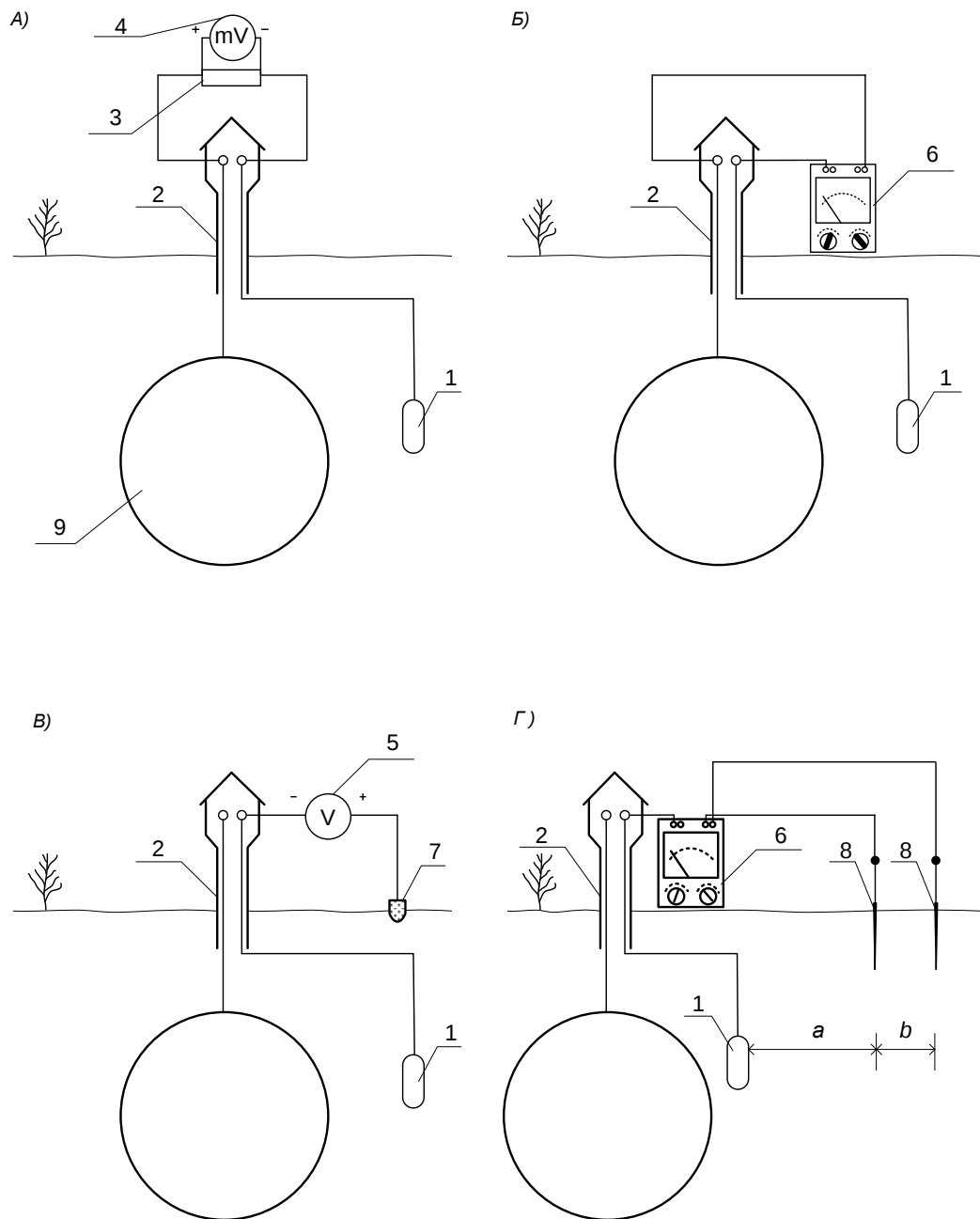
Б.9 Если увеличение сопротивления цепи вызвано увеличением удельного сопротивления грунта и с сопротивлением растеканию тока, то это увеличение может быть объяснено сезонным изменением. В противном случае увеличение сопротивления цепи свидетельствует о неисправности протекторной установки.

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

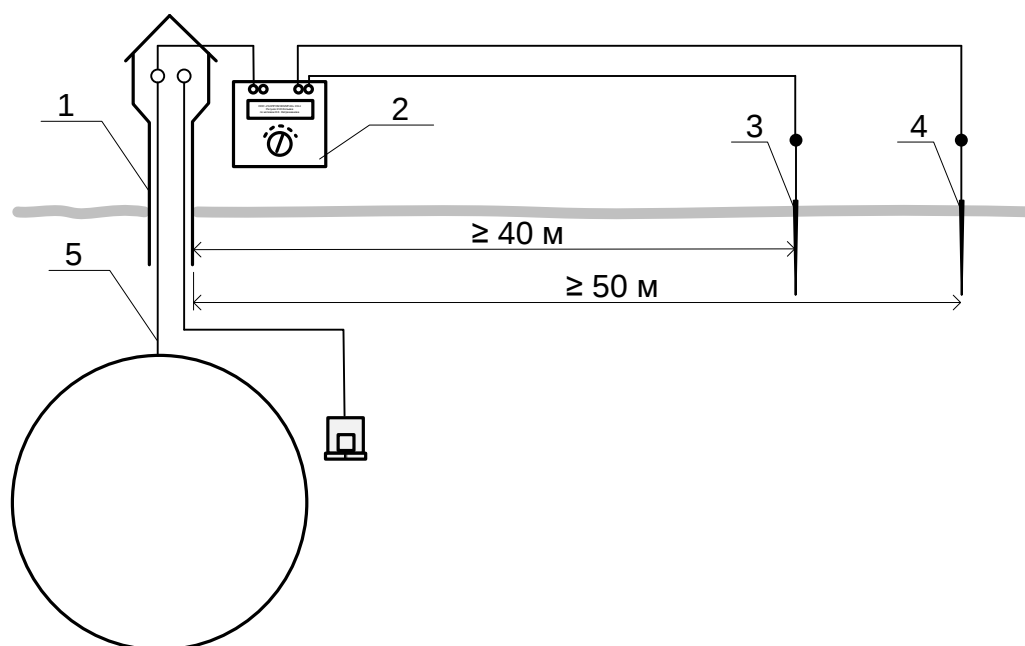
Приложение В

(рекомендуемое)

Проверка работоспособности оборудования КИП

В.1 Состав работ по оценке работоспособности оборудования КИП включает в себя оценку состояния контакта контрольного вывода от трубы, проверку работоспособности стационарного неполяризующегося электрода сравнения длительного действия (ЭСДД) и вспомогательного электрода ЭСДД.

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, которое вычисляют по формуле

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

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

Переходное и продольное сопротивление трубопровода рассчитывают в соответствии с разделом 7.1 СТО Газпром 9.2-003.

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 а/д и ж/д, 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.

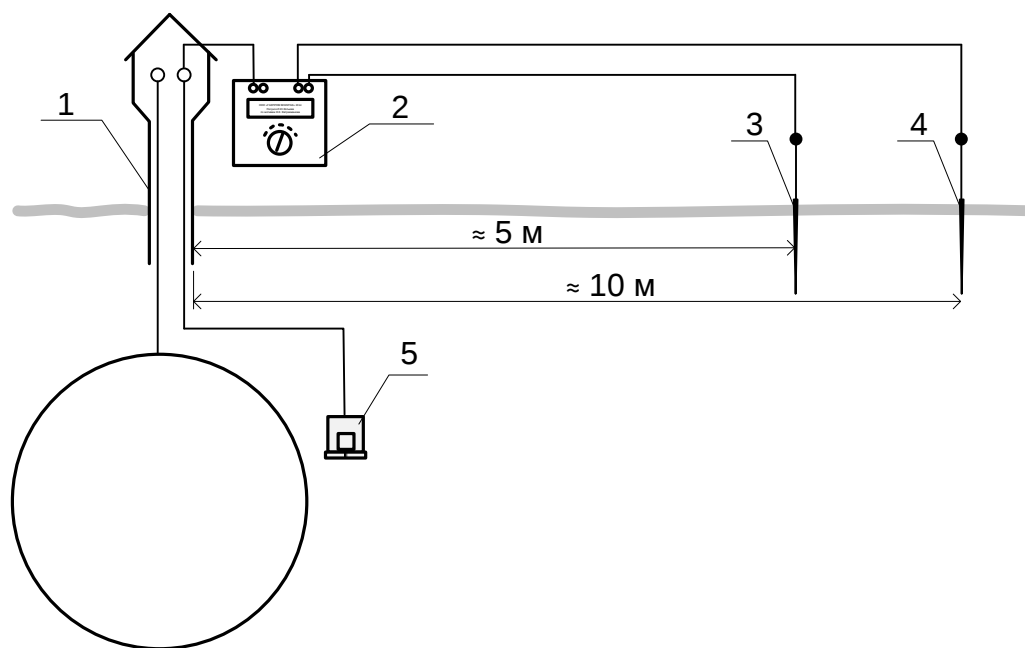
В.4 Для контроля подключения ЭСДД (или ВЭ) к клеммам КИП выполняют измерение сопротивления растеканию тока ЭСДД (или ВЭ) через контрольные провода КИП.

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

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

где S – площадь поверхности мембраны ЭСДД (площадь поверхности мембраны 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 с ВЭ

Рисунок В.2 - Схема выполнения измерений для оценки контакта контрольного вывода с ЭСДД и ВЭ

В.5 Критерии пригодности ЭСДД

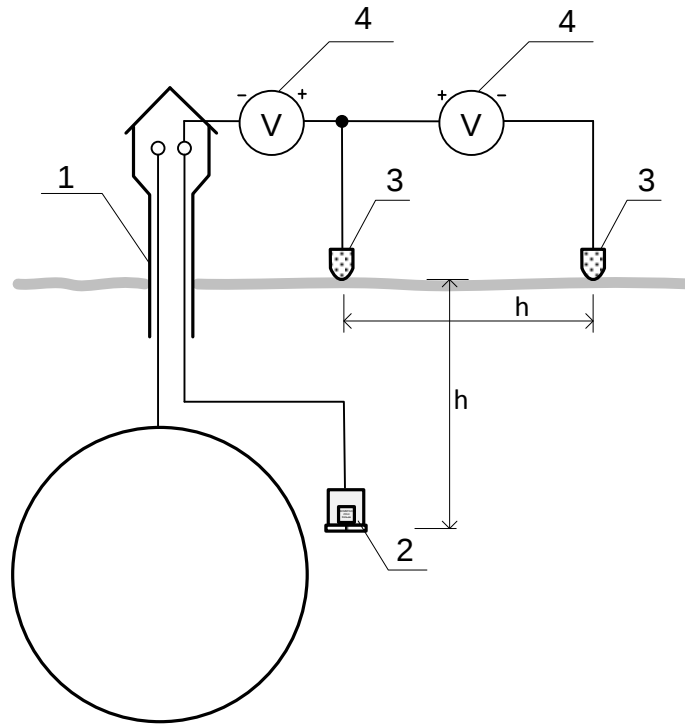
Пригодность стационарного ЭСДД определяют путем сравнения результатов измерений потенциалов трубопровода относительно стационарного ЭСДД и контрольного (переносного) МСЭ, установленного над контролируемым ЭСДД. Измерения проводят при отключенных от трубопровода ЭСДД и датчиков коррозии. ЭСДД считается 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 с ВЭ,
3 – контрольный МСЭ, 4 – милливольтметр

Рисунок В.3 - Схема выполнения измерений вертикального и поперечного градиента потенциалов для контроля стационарного ЭСДД

Приложение Г

(рекомендуемое)

Измерение поляризационных потенциалов

В.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.

В.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 изоляционном 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.

В.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 дефект в защитном покрытии;
- метод непосредственного измерения потенциала вспомогательного электрода через электролитический ключ, подведенный к границе двойного электрического слоя вспомогательного электрода.

В.4 Метод отключения тока защиты подземного сооружения

В.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).

В.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.

В.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).

В.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).

В.5 Метод отключения тока поляризации вспомогательного электрода

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

В.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.

В.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.

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

В.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.

В.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.

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

В.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 недопустимой величины переменной составляющей потенциала сооружения, обусловленной работой УКЗ. В этом случае измерение поляризационного потенциала методом отключения тока поляризации ВЭ не представляется возможным.

В.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.

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

В.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.

В.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.

В.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.

В.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 контрольно-измерительных пунктах;
- 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).

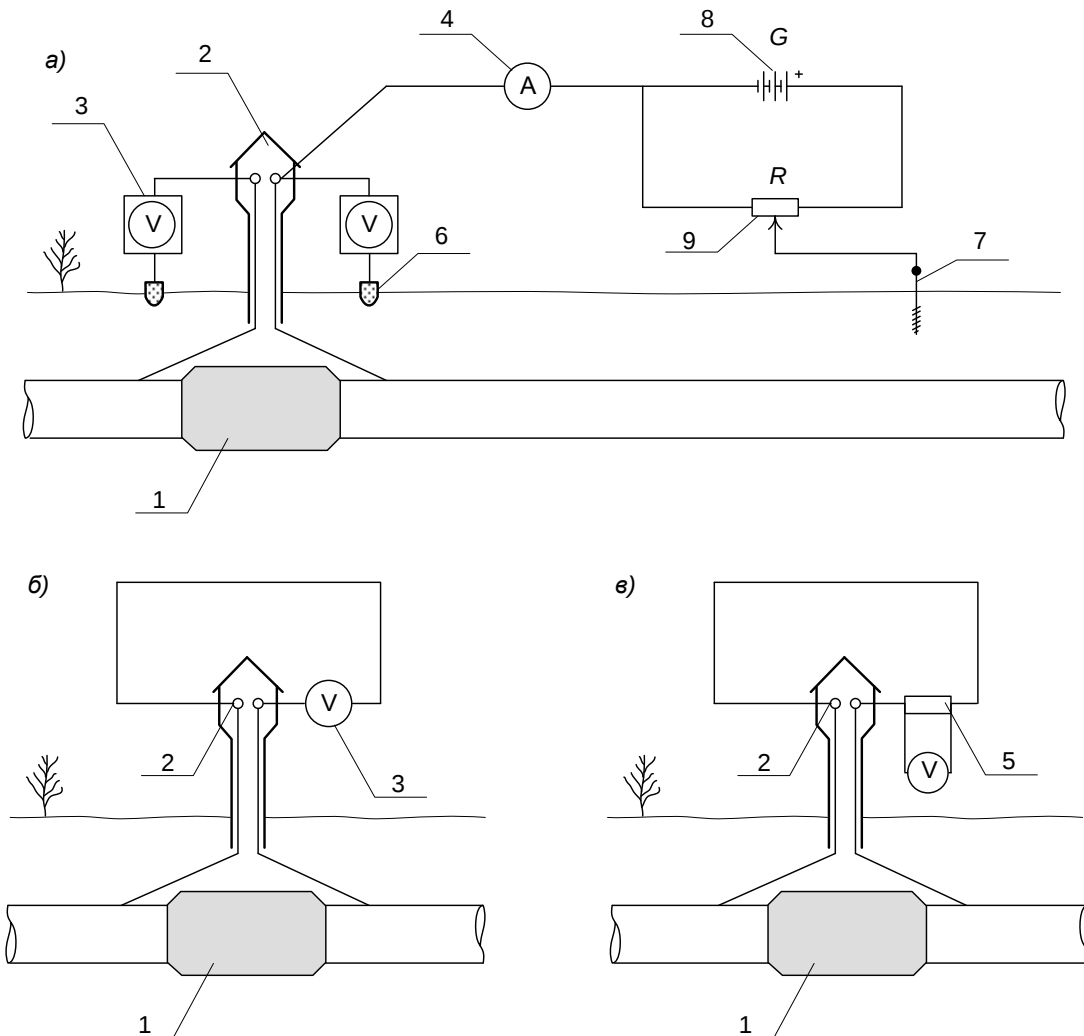
Е.4 Временный анодный заземлитель должен устанавливаться на расстоянии не ближе 15 метров от ВЭИ на той стороне трубопровода к которой подключен источник. Если при включении тока на противоположной стороне ВЭИ потенциал трубы остается без изменения или смещается в положительную область, то изолирующие 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 обоим 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)

Измерительные приборы и оборудование, применяемые при детальном комплексном коррозионном обследовании

Минимальный комплект измерительных приборов и оборудования для проведения детального комплексного КО (в расчете на одну диагностическую бригаду) приведен в таблице Ж.1

Т а б л и ц а Ж.1 - Измерительные приборы и оборудование, применяемые при детальном комплексном коррозионном обследовании

№ п.п.	Наименование	Технические характеристики	Единицы	Количество
1.	Мультиметр универсальный цифровой	Входное сопротивление не менее 10 МОм. Класс точности не хуже 2,5. Диапазоны определений: от минус 2 В до 2 В; от минус 20 В до 20 В	шт.	1
2.	Измеритель потенциалов (измеритель потенциала поляризационного) либо другие аналогичные приборы с возможностью измерения поляризационного потенциала методом отключения ВЭ	Входное сопротивление не менее 10 МОм. Класс точности не хуже 2,5. Диапазоны определений: от минус 2 В до 2 В; от минус 20 В до 20 В.	шт.	2
3.	Регистратор электронный и/или измеритель-регистратор напряжений многоканальный	Входное сопротивление не менее 10 МОм. Класс точности не хуже 1,0. Диапазоны определений: от минус 1 В до 1 В; от минус 10 В до 10 В; от минус 100 В до 100 В. Дискретность измерений от 0,5 сек.	шт.	5
4.	Измеритель сопротивления заземления	Класс точности не хуже 2,5. Диапазоны определений: от 0 до 30 Ом; от 0 до 300 Ом; от 0 до 15000 Ом.	шт.	1

Продолжение таблицы Ж.1

№ п.п.	Наименование	Технические характеристики	Единицы	Количество
5.	Трассопоисковый комплект оборудования (вариант – наличие трассопоискового устройства в составе диагностического комплекса)	В соответствии с ВТТ [12]	комплект	1
6.	Клещи токовые	Класс точности не хуже 2,5. Диапазоны определений: постоянный ток от 0 А до 4 А; от 0 А до 30 А; переменный ток от 0 А до 400 мА; от 0 А до 4 А; от 0 А до 30 А.	шт.	1
7.	Мегометр	Класс точности не хуже 2,5. Диапазон определений: от 0,1 МОм до 1000 Мом. Измерительные напряжения 500 В, 2500 В.	шт.	1
8.	Электрод неполяризуемый медно-сульфатный переносной и/или электрод неполяризуемый медно-сульфатный переносной с ВЭ для измерения поляризационного потенциала	Разность потенциалов между используемыми электродами МСЭ не должна превышать 10 мВ.	шт.	5
9.	Искатель (индикатор) повреждений изоляции (вариант – наличие функционально-аналогичного устройства в составе диагностического комплекса)		шт.	1
10.	Комплекс специализированной аппаратуры для контроля электрохимической защиты и состояния защитного покрытия (диагностический комплекс)		шт.	1
11.	Прерыватель тока	50 А	шт.	6
12.	Переносной преобразователь для катодной защиты	Сила постоянного тока от 0 до 20 А, напряжение до 96 В	шт.	1
13.	Временное анодное заземление		комплект	1

Окончание таблицы Ж.1

№ п.п.	Наименование	Технические характеристики	Единицы	Количество
14.	Устройство навигационного позиционирования GPS, Глонасс (вариант – наличие устройства в составе диагностического комплекса)		шт.	1
15	Толщиномер ультразвуковой		шт.	1
16.	Толщиномер покрытий цифровой		шт.	1
17.	Адгезиметры для различных типов защитных покрытий		шт.	2
18.	Комплект соединительных проводов		комплект	2
19	Катушка со скользящим контактом с проводом измерительный длиной 1000 м.		шт.	2
20.	Анатомическая заплочная станина (со смоточным устройством)		шт.	2
21.	Электрод стальной		шт.	4
22.	Цифровая камера		шт.	1
23.	Персональный компьютер		шт.	1
24.	Комплект ВИК		шт.	1
25.	Измеритель pH грунта		шт.	1
26.	Термометр (тепловизор)		шт.	1
27.	Контакт магнитный		шт.	2

Приложение И

(рекомендуемое)

Типовая форма технического отчета по результатам детального комплексного коррозионного обследования

Характеристика района и участка трассы трубопровода

Ситуация по трассе

№п.п.	Начало, км	Конец, км	Описание местности

Параметры трубопровода

Даты укладки труб

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, км	Дата	Организация – строитель трубопровода

Диаметры и толщины стенок труб участка

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, км	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Примечания

Материал труб участка

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, м	Конструкция трубы	Материал трубы	Завод-изготовитель, № сертификата	Примечания

Характеристика изоляционного покрытия на участке

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, км	Тип покрытия	Материал покрытия	Способ нанесения покрытия	Конструкция покрытия	Примечания

Переходы под автомобильными и железными дорогами

№ п.п.	Координата, км	Наименование дороги	Вид тока тяги: перем/пост (для электриф. дорог)	Длина кожуха, м	Диаметр кожуха, мм	Толщина стенки кожуха, мм	Сопровитвление “Кожух-труба”, Ом	Количество КИП	Примечания

Предшествующие обследования и ремонты на участке трубопровода

Предшествующие обследования участка

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, км	Даты проведения	Организация, проводившая обследования	Краткие выводы и рекомендации, примечания	Выполнение рекомендаций

Сведения о проводившихся ремонтах трубы

№ п.п.	Начало	Конец	Протяженность, км	Дата	Вид ремонта	Параметры трубопровода для ремонтов с заменой трубы)		Основание для ремонта	Примечания
						Диаметр, мм	Толщина стенки, мм		

Сведения о проводившихся ремонтах изоляционного покрытия

№ п.п.	Начало	Конец	Протяженность, км	Дата	Вид ремонта	Параметры ИП			Основание для ремонта	Примечания
						Тип покрытия	Материал покрытия	Способ нанесения покрытия		

Общая характеристика ЭХЗ участка

Средства ЭХЗ (СКЗ, СДЗ, протекторы, датчики КМ)

№ п.п.	Вид средств ЭХЗ	Тип	Количество, шт	
			Проект	Факт

Даты ввода в эксплуатацию ЭХЗ на участке

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность защитной зоны, км	Дата	Примечания

Взаимодействие обследуемого трубопровода с другими коммуникациями

Параллельные трубопроводы

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, км	Наименование и тип параллельного трубопровода	Расположение трубопровода		Собственник	Наличие и способ совместной защиты	Примечания
					Справа-слева	Кратчайшее расстояние, м			

Места соединения обследуемого трубопровода с другими трубопроводами (отводы, лупинги, перемычки, резервные нитки и т.п.)

№ п.п.	Координата, км	Наличие ВЭИ / ИФС	Параметры другого трубопровода			Примечания
			Наименование и тип	Диаметр, мм	Тип изоляции	

Коммуникации, трассы которых пересекаются с трассой трубопровода, или другие близко-расположенные объекты: кабели, ЛЭП, водоводы, тяговые подстанции, другие наземные или подземные сооружения (кроме железных и автомобильных дорог)

№ п.п.	Координата, км	Тип коммуникации	Положение относительно трубопровода	Кратчайшее расстояние, м	Способ совместной защиты	Примечания

Методика обследования и аппаратура

Применяемые в ходе обследования методики

№ п.п.	Наименование объекта	Начало, км	Конец, км	Методика	Примечания

Используемая аппаратура

№ п.п.	Наименование аппаратуры, прибора	Завод-изготовитель	Год выпуска	Дата поверки (калибровки)	Поверяющая организация

Состояние электрохимической защиты трубопровода

Установки катодной защиты

Полное наименование УКЗ			
Типы задействованных преобразователей			
Координата точки дренажа, км			
Количество других защищаемых объектов			
УКЗ работает через блок совместной защиты (да – нет)			
Схема УКЗ			
Энергообеспечение УКЗ	Тип источника электроснабжения		
	Владелец источника		
	Расположение источника		
	Наличие контроля работы источника		
Примечания			
Измерения и другие переменные данные			
Время получения информации (количество лет, предшествующих текущему обследованию)			
Статус: рабочая, резерв, неисправна, опытная (для оптимизации ЭХЗ)			
Рабочие режимы УКЗ	Ток / Максимальный ток , А		
	Напряжение / Максимальное напряжение, В		
	Запас по току, %		
	Работает в автоматическом режиме (да – нет)		
Зона защиты	Общая длина, км.		
	Координаты стыка зон защиты, км	По ходу газа	
		Против	
Потенциал с омической составляющей, В, м.с.э	В точке дренажа		
	На стыке зон защиты	По ходу газа	
		Против	

Поляризационный потенциал, В		В точке дренажа		
		На стыке зон защиты	По ходу газа	
			Против	
Естественный потенциал , В		На стыке зон защиты	По ходу газа	
			Против	
Анодный заземлитель	Тип АЗ			
	Количество АЗ, шт.			
	Вид, конструкция, материал			
	Расстояние до трубопровода, м			
	Удельное сопротивление грунта, Ом*м			
	Сопротивление растеканию, Ом			
Сопротивление растеканию защитного заземления, Ом				
Наличие дистанционного управления				
Виды телеконтроля	Режимы работы			
	Наличие питания			
	Сигнализация			
Перерывы в работе УКЗ, сутки				
Примечания				

Установки протекторной защиты

№ УПЗ		
Тип протектора		
Координаты точки дренажа, км		
Количество протекторов в группе		
Расстояние между протекторами, м		
Расстояние до оси трубопровода, м		
Примечания		
Измерения и другие переменные данные		
Время получения информации (количество лет, предшествующих текущему обследованию)		
В рабочем состоянии (да/нет)		
Потенциал с омической составляющей, В (м.с.э.)	при отключенной УПЗ	
	при подключенной УПЗ	
Ток защиты, А		
Рцепи протектор-объект, Ом (критерии отбраковки протекто- ров)		
Примечания		

Установки дренажной защиты

№ УДЗ		
Тип СДЗ		
Координата точки дренажа, км		
Технические характеристики	Длина кабеля, м	
	Тип и сечение дренажного кабеля	
	Координата подключения к ж/д	
	Расстояние «трубопровод – рельс», м	
Примечания		
Измерения и другие переменные данные		
Время получения информации (количество лет, предшествующих текущему обследованию)		
Дата (месяц/год)		

В рабочем состоянии (да/нет)		
Разность потенциалов «рельс-земля» в точке подключения дренажа к рельсу, В, м.с.э	Max	
	Min	
	Средний	
Потенциал с омической составляющей, В, м.с.э	Max	
	Min	
	Средний	
Поляризационный потенциал, В	Max	
	Min	
	Средний	
Ток дренирования, А	Max	
	Min	
	Средний	
Перерывы в работе УКЗ, сутки		
Примечания		

Контрольно-измерительные и контрольно-диагностические пункты (КИП и КДП)

№ п.п.	Километр	Трассовый номер	Тип пункта (аббревиатура)	Состояние пункта	Координата GPS

Состояние трубопровода под дорожными переходами

Километр перехода	
№ УПЗ (в случае протекторной защиты)	
Примечания	
Измерения и другие переменные данные	
Время получения информации (количество лет, предшествующих текущему обследованию)	
Потенциал кожух-земля, В, м.с.э	В начале перехода
	В конце перехода
Потенциал с омической составляющей, В, м.с.э	В начале перехода
	В конце перехода
Рцепи «труба-кожух», Ом	
Удельное сопротивление грунта, Ом*м (до / после перехода)	
Примечания	

Изолирующие вставки и фланцы

Километр	
Тип вставки или фланца	
Тип электрической перемычки	
Примечания	
Измерения и другие переменные данные	
Время получения информации (количество лет, предшествующих текущему обследованию)	
Эл. сопротивление вставки, Ом	
Примечания	

Воздушные переходы участка

№ пп	Км отметка	Длина перехода, м	R «опора-труба», Ом	Год ремонта ИП на ВП	Визуальная оценка ИП на выходах на дневную поверхность газопровода

Сводная таблица для пунктов измерений

Кило-метр	Тип точки измерения	Дата	Суммарные и поляризационный потенциалы, В				Ток, А	Ro грунта	Для зон с блуждающими токами					
			Вкл.	Откл.	Пол.	Ест.			Суммарный потенциал, В			Ток, А (УДЗ)		
									Макс.	Мин.	Сред.	Макс.	Мин.	Сред.

Выводы**По защищенности участка трубопровода**

Места недозащиты до оптимизации

№ п.п.	Начало		Конец		Протяженность, км	Минимальный потенциал с омической составляющей, В	Минимальный поляризационный потенциал, В	Причины недозащиты
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности				

Итого: км.

Места недозащиты после оптимизации

№ п.п.	Начало		Конец		Протяженность, км	Минимальный потенциал с омической составляющей, В	Минимальный поляризационный потенциал, В	Причины недозащиты
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности				

Итого: км.

Места перезащиты до оптимизации

№ п.п.	Начало		Конец		Протяженность, км	Максимальный потенциал с омической составляющей, В	Максимальный поляризационный потенциал, В	Причины перезащиты
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности				

Итого: км.

Места перезащиты после оптимизации

№ п.п.	Начало		Конец		Протяженность, км	Максимальный потенциал с омической составляющей, В	Максимальный поляризационный потенциал, В	Причины перезащиты
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности				

Итого: км.

Зоны, подверженные воздействию блуждающих токов

№ п.п.	Начало		Конец		Протяженность, км	Потенциал с омической составляющей, В			Защищенность по времени, %	Защищенность по протяженности, %	Примечания
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности		Максимальный	Минимальный	Средний			

Техническое состояние и эффективность работы средств ЭХЗ

Состояние УКЗ, УДЗ, УПЗ

	Всего, шт.	В неудовлетворительном состоянии		Основная причина	Примечания
		шт.	%		

Контрольно-измерительные и контрольно-диагностические пункты (КИП и КДП)

Тип КИП или КДП	Общее количество фактически, шт.	Неисправные пункты, шт.	Примечания

Изолирующие вставки и фланцы

Тип вставки	Общее количество, шт.	Неисправные		Примечания
		шт.	от общего числа, %	

Состояние изоляционного покрытия

Места повреждений изоляционного покрытия участка (по данным электрометрии)

№ п.п.	Начало		Конец		Протяженность, м	Координата GPS	Примечания
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности			

Итого: км.

Общее состояние изоляции по переходному сопротивлению

№п.п.	Начало		Конец		Протяженность, км	Плотность защитного тока, мА/м ²	Переходное сопротивление, Ом·м ²	Оценка состояния ИП	Примеч.
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности					

Техническое состояние автодорожных, железнодорожных и воздушных переходов

Переходы под автомобильными и железными дорогами, оборудованные защитными кожухами (патронами)

Общее количество, шт.	Имеют контакт с патроном, шт.	Неисправная ЭХЗ патрона, шт.	Неисправен или отсутствует КИП, шт.	Примечания

Воздушные переходы.

Общее количество, шт.	С плохой или отсутствующей изоляцией в местах выхода трубы из грунта, шт.	Примечания

Состояние изоляционного покрытия и коррозионное состояние трубопровода на основании обследования в шурфах и доступных местах

Всего заказано шурфов (шт.)	Всего осмотрено шурфов (шт.)	Осмотрено доступных мест (шт.)	Суммарная площадь повреждений ИП, дм ²	Количество коррозионных повреждений трубопровода		
				До 1 мм, шт.	До 3мм, шт.	Более 3мм, шт.

Зоны высокой коррозионной опасности на трассе трубопровода

№ п.п.	Начало		Конец		Протяженность, км	Фактор коррозионной опасности	Координаты GPS, начало / конец	Примечания
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности				
Итого (км):								

Зоны повышенной коррозионной опасности на трассе трубопровода

№ п.п.	Начало		Конец		Протяженность, км	Фактор коррозионной опасности	Координаты GPS, начало / конец	Примечания
	км	От ориентиров на местности	км	От ориентиров на местности				
Итого (км):								

Общий вывод по состоянию ПКЗ участка

Защищенность участка во времени, %	Защищенность участка по протяженности, %		Ожидаемый период времени, в течение которого система ЭХЗ будет обеспечивать эффективную защиту участка, лет	Общая оценка состояния ПКЗ участка
	До оптимизации ЭХЗ	После оптимизации ЭХЗ		

Рекомендации**По режимам существующих УКЗ**

№ п.п.	№ УКЗ	Координата, км	Рекомендуемый ток	Примечания

По восстановлению существующих УКЗ

№ п.п.	№ УКЗ	Координата, км	Вид работ	Примечания

По установке новых УКЗ (капитальное строительство)

№ п.п.	Координата, км	Рекомендуемые токи, А		Сроки проведения работ	Примечания
		Рабочий	Предельный		

По имеющимся УДЗ

№ п.п.	№ УДЗ	Координата, км	Вид работ	Сроки проведения работ	Примечания

По имеющимся протекторным установкам (УПЗ)

№ п.п.	№ УПЗ	Координата, км	Вид работ	Сроки проведения работ	Примечания

По имеющимся КИП и КДП

№ п.п.	№	Координата, км	Вид работ	Сроки проведения работ	Примечания

По установке новых КИП

№ п.п.	Координата, км	Назначение КИП	Тип (КИП или КДП)	Сроки проведения работ	Примечания

По имеющимся электроизолирующим вставкам и фланцам

№ п.п.	Координата, км	Вид работ	Сроки проведения работ	Примечания

По переходам под автомобильными и железными дорогами

№ п.п.	Координата, км	Наименование дороги	Вид работ	Сроки проведения работ	Примечания

По проведению контрольной шурфовки для оценки коррозионного состояния трубопровода

№ п.п.	Координата, км	Длина шурфа, м	Причина вскрытия	Сроки проведения работ	Координата GPS

По ремонту изоляционного покрытия.

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, м	Вид работ	Признак, указывающий на необходимость ремонта ИП в 1 очередь	Сроки проведения работ	Примечания

Итого: км.

По заглублению (засыпке) трубопровода

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, м	Сроки проведения работ	Примечания

Итого: км.

По ремонту участков трубы

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, м	Примечания

Итого: км.

По проведению очередного обследования

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Протяженность, км	Цель обследования	Сроки проведения работ	Примечания

Итого: км.

Прочие рекомендации

№ п.п.	Начало, км	Конец, км	Рекомендация	Сроки проведения работ	Примечания

Библиография

- [1] Временные требования к Организациям-Заявителям, предлагающим услуги по проведению коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром» (утверждены ОАО «Газпром 31 декабря 2010 г.)
- [2] Строительные нормы и правила Магистральные трубопроводы Госстроя России
СНиП 2.05.06-85*
- [3] Строительные нормы и правила Магистральные трубопроводы Госстроя России
СНиП III-42-80*
- [4] Ведомственные строительные нормы ОАО «Газпром» ВСН 39-1.22-007-2002 Указания по применению вставок электроизолирующих для газопровода
- [5] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7. (утверждены приказом Минэнерго России от 8 июля 2002 г. №204)
- [6] Межотраслевые правила по охране труда Минтопэнерго России ПОТ РМ - 016 – 2001 / РД 153 - 34.0 - 03.150 – 00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями)
- [7] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены приказом Минэнерго России от 13 января 2003 г. №6)
- [8] Положение о метрологической службе ОАО «Газпром» (утверждены ОАО «Газпром 11 июня 2004 г.)
- [9] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром Временные технические требования к измерителям потенциалов (утверждены ОАО «Газпром» 09 ноября 2007 г.)

- [10] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром Временные технические требования к искателям повреждения изоляции (утверждены ОАО «Газпром» 09 ноября 2007 г.)
- [11] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром Временные технические требования к измерителям сопротивлений (утверждены ОАО «Газпром» 16 августа 2007 г.)
- [12] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром Временные технические требования к трассопоисковому оборудованию (утверждены ОАО «Газпром» 16 августа 2007 г.)
- [13] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром Временные технические требования к многофункциональной аппаратуре диагностики (утверждены ОАО «Газпром» 16 августа 2007 г.)
- [14] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром Временные технические требования к аппаратуре электромагнитной диагностики (утверждены ОАО «Газпром» 16 августа 2007 г.)
- [15] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром Временные технические требования к прерывателям тока (утверждены ОАО «Газпром» 16 августа 2007 г.)
- [16] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром Временные технические требования к многоканальным регистраторам (утверждены ОАО «Газпром» 16 августа 2007 г.)
- [17] Временные технические требования к устройствам контроля скорости коррозии (утверждены ОАО «Газпром» 22 марта 2011 г.)
- [18] Методические указания по применению индикаторов коррозионных процессов серии ИКП (утверждены ОАО «Газпром» 12 февраля 2013 г.)

ОКС 23.040.90

Ключевые слова: защита от коррозии, методические рекомендации, комплексное коррозионное обследование
