

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Защита от коррозии

**ОРГАНИЗАЦИЯ КОРРОЗИОННЫХ
ОБСЛЕДОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ ПАО «ГАЗПРОМ»**

Основные требования

СТО 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
2016**

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН	Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ»
2 ВНЕСЕН	Отделом 308/2 Департамента 308 ПАО «Газпром»
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Распоряжением ПАО «Газпром» от « ____ » _____ 201__ года № _____
4 ВЗАМЕН	СТО Газпром 2-2.3-310-2009

© ПАО «Газпром», 201X

© Оформление ООО «Газпром экспо», 201_

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

Содержание

Введение	IV
1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины, определения и сокращения	3
4 Общие положения	8
5 Основные требования	10
6 Цели и задачи коррозионных обследований	13
7 Основные требования к диагностическим бригадам, выполняющим коррозионные обследования объектов ПАО «Газпром»	17
8 Требования к периодичности проведения коррозионных обследова- ний на объектах ПАО «Газпром»	18
9 Порядок проведения коррозионных обследований объектов ПАО «Газпром»	19
10 Требования к отчетной документации по результатам коррозионных обследований	27
Приложение А (рекомендуемое) Типовая форма технического акта вы- полненных работ по предварительным результатам корро- зионного обследования	34
Приложение Б (рекомендуемое) Типовая форма технического отчета по результатам коррозионного обследования.....	36
Приложение В (рекомендуемое) Требования к аттестации персонала диагностической бригады, выполняющей коррозионные об- следования	57
Приложение Г (рекомендуемое) Форма паспорта противокоррозионной защиты объекта.....	59
Приложение Д (обязательное) Форма акта обследования трубопровода в шурфе	63
Библиография	65

Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с Перечнем приоритетных научно-технических проблем ПАО «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 настоящего стандарта проводилась по договору № 3014-0803-12-1 от 8 февраля 2013 г. на выполнение научно-исследовательских работ по теме «Развитие нормативной базы ОАО «Газпром» в области противокоррозионной защиты», этап 6 «Разработка стандарта по организации коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром».

Настоящий стандарт разработан с целью установления единых требований к организации и порядку выполнения комплекса организационно-технических мероприятий по проведению коррозионных обследований объектов ПАО «Газпром».

Настоящий стандарт входит в состав комплекса нормативных документов по защите от коррозии ПАО «Газпром».

Настоящий стандарт разработан авторским коллективом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в составе: Д.Н. Запевалов, Н.Н. Глазов, И.Ю. Копьев, А.М. Пушкарев при участии О.В. Коновалова, Р.В. Романенко (ООО «Энергодиагностика»), М.В. Тимофеева, А.Ю. Кривдина (АО «Гипрогазцентр»), В.Р. Олексейчука и В.В. Марянина (ПАО «Газпром»).

СТАНДАРТ ПУБЛИЧНОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

Защита от коррозии**ОРГАНИЗАЦИЯ КОРРОЗИОННЫХ ОБСЛЕДОВАНИЙ
ОБЪЕКТОВ ПАО «ГАЗПРОМ»****Основные требования**

Дата введения _____

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает единые требования к выполнению комплекса организационно-технических мероприятий при проведении обследований системы противокоррозионной защиты и коррозионного состояния объектов ПАО «Газпром».

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к организации, составу и порядку выполнения работ при проведении коррозионных обследований объектов ПАО «Газпром», методическому, нормативному и информационному обеспечению работ, к применяемым средствам диагностики, оборудованию и аппаратуре, квалификации персонала, выполняющих коррозионные обследования, отчетной документации, оформляемой по результатам обследований.

1.3 Требования настоящего стандарта распространяются на работы, выполняемые при 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.

1.4 Требования и положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», сторонними организациями, выполняющими коррозионные обследования объектов ПАО «Газпром».

1.5 Требования настоящего стандарта не распространяется на работы, выполняемые при коррозионных обследованиях морских трубопроводов за исключением сухопутных участков.

1.6 Договоры со сторонними организациями, выполняющими коррозионные обследования, должны в обязательном порядке содержать ссылку на настоящий стандарт.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

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

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

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 9.4-023-2013 Защита от коррозии. Мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования. Система сбора, обработки и анализа данных. Основные требования

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом 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 настоящим стандартом 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 и сокращения

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

3.1.1 **блок совместной защиты; БСЗ:** Диодно-резисторное устройство, позволяющее распределять и регулировать защитный ток между несколькими подземными трубопроводами, активная защита которых осуществляется от одной установки электрохимической защиты.

3.1.2 **внутритрубная дефектоскопия; ВТД:** Комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах трубопровода с использованием внутритрубных инспекционных приборов.

3.1.3 **дефект защитного покрытия:** Локальный участок защитного покрытия подземного трубопровода с измененными (пониженными) электрическими и механическими защитными свойствами вследствие утонения/продавливания, охрупчивания и др. факторов.

3.1.4 **дефектоскопия:** Обнаружение дефектов (в т.ч. коррозионных) в изделиях из различных металлических и неметаллических материалов методами неразрушающего контроля.

3.1.5 **дренажная линия:** Токопроводящая линия, обеспечивающая электрическое соединение защищаемого объекта с оборудованием и элементами системы электрохимической защиты.

3.1.6 естественные и искусственные препятствия: Реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги, пересекаемые трубопроводом.

[СТО Газпром 2-2.1-249-2008, пункт 3.9]

3.1.7 заземление: Преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

[ПУЭ [1], пункт 1.7.28]

Примечание – Для объектов, расположенных на территории: Республики Армения, в соответствии с Правилами [2], Республики Беларусь – в соответствии с ТКП 339-2011 [3], Кыргызской Республики – в соответствии с ПУЭ [4].

3.1.8 заказчик: Юридическое лицо, на объекте которого проводится коррозионное обследование.

3.1.9 защитная зона установки катодной защиты: Участок трубопровода, на котором обеспечен требуемый нормативной документацией защитный потенциал тока поляризации одной установки катодной защиты.

3.1.10 исполнитель: Юридическое лицо или структурное подразделение дочернего общества, выполняющее коррозионное обследование.

3.1.11 комплексное обследование: Комплекс работ, включающий измерения параметров объектов и среды, сбор и анализ данных для определения состояния противокоррозионной защиты, оценки коррозионного состояния.

3.1.12 контрольно-диагностический пункт; КДП: Устройство для измерения параметров электрохимической защиты объекта с возможностью контроля коррозионных процессов.

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

3.1.14 коррозионная ситуация: Совокупность электрохимических и технологических факторов, способствующих развитию коррозионных процессов на обследуемом объекте.

3.1.15 коррозионное обследование; КО: Комплекс работ, включающий сбор и анализ данных для определения состояния противокоррозионной защиты и повышения ее эффективности, оценки коррозионного состояния и выявления причин коррозионных процессов стальных сооружений.

3.1.16 коррозионное повреждение трубопровода: Повреждение металла трубопровода вследствие воздействия коррозионных процессов от окружающей среды и транспортируемого продукта.

3.1.17 коррозионное состояние объекта: Состояние металла трубы по результатам комплексного анализа данных внутритрубной дефектоскопии, шурфовочных работ и коррозионной ситуации по электрометрическим данным, основанное на имеющемся (на момент окончания обследования) объеме информации.

3.1.18 коррозионный прогноз: Комплексный анализ результатов детального комплексного обследования и внутритрубной дефектоскопии объекта по показателям коррозионной ситуации, состоянию противокоррозионной защиты и скорости развития коррозионных процессов на заданный период времени.

3.1.19 негативное влияние электрохимической защиты: Уменьшение по абсолютной величине минимального или увеличение по абсолютной величине максимального допустимого по ГОСТ Р 51164 защитных потенциалов на соседних подземных металлических сооружениях, имеющих катодную поляризацию, или появление опасности электрохимической коррозии на соседних подземных металлических сооружениях, ранее не требовавших защиты от нее.

Примечание – Для объектов, расположенных на территории: Республики Беларусь, в соответствии с СТБ ГОСТ Р 51164 [5], Кыргызской Республики – ГОСТ 25812 [6].

3.1.20 объект: подземное металлическое сооружение, на котором осуществляется коррозионное обследование.

3.1.21 омическая составляющая потенциала: Составляющая измеряемого потенциала сооружения, которая определяется величиной падения напряжения на сопротивлении окружающего грунта и защитного покрытия между металлом сооружения и электродом сравнения.

3.1.22 опытная установка катодной защиты: Установка катодной защиты, монтируемая из временных элементов и предназначенная для временной защиты объекта с целью определения необходимого тока поляризации и интегральной оценки сопротивления защитного покрытия.

3.1.23 пассивная защита: Увеличение сопротивления внешней цепи току коррозии посредством использования защитных изоляционных покрытий наружной поверхности подземного объекта.

3.1.24 подрядная организация (исполнитель работ): Организация, выполняющая работы по коррозионному обследованию или работы по строительству, техническому обслуживанию и ремонту по договору подряда (услуг).

3.1.25 проектная документация: Совокупность комплектов рабочих чертежей, текстовых документов, сметной и другой документации, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

3.1.26 проектная организация: Организация, выполняющая инженерные изыскания и разработку проектной документации по договору подряда (услуг), заключенному с дочерним обществом или на основании задания на выполнение проектно-изыскательских работ, если проектная организация является подведомственной.

3.1.27 противокоррозионная защита; ПКЗ: Процессы и способы, используемые для уменьшения скорости коррозии металла сооружения.

3.1.28 технический коридор: Система параллельно прокладываемых по одной трассе магистральных газопроводов.

[СТО Газпром 2-2.1-249–2008, пункт 3.37]

3.1.29 техническое состояние объекта: Состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

[ГОСТ 20911-89, пункт 2 таблицы 1]

3.1.30 эксплуатирующая организация: дочерняя организация ПАО «Газпром», осуществляющая эксплуатацию сооружений и коммуникаций, на которых проводятся коррозионные обследования.

3.1.31 электрометрическое обследование: Метод технического диагностирования, обеспечивающий получение информации о техническом состоянии трубопровода путем измерения и регистрации электрических величин и параметров, напрямую или косвенно характеризующих состояние системы защиты от коррозии трубопровода и уровень его защищенности, а также характеризующий степень коррозионной опасности среды, окружающей трубопровод.

3.1.32 электрохимическая защита; ЭХЗ: Способ замедления скорости коррозионных процессов посредством катодной поляризации подземных объектов от внешнего источника постоянного тока.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВР – блок автоматического ввода резерва;

АЗ – анодное заземление;

БДР – блок диодно-резисторный;

БМД – бесконтактная магнитометрическая диагностика;

ВИК – визуально-инструментальный контроль;

ВКО – высокая коррозионная опасность;

ВЛ – воздушная линия;

ВЭ – вспомогательный электрод;

ВЭИ – вставка электроизолирующая;

ДКО – детальное комплексное коррозионное обследование;

ДТОиР – диагностика, техническое обслуживание и ремонт;

ЗП – защитное покрытие;

ИТО – инспекционно-техническое обследование;

ИФС – изолирующее фланцевое соединение;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

КПО – комплексное периодическое коррозионное обследование;

ЛЧ – линейная часть;

ЛЭП – линия электропередачи;

МГ – магистральный газопровод;

МК – магнитный метод неразрушающего контроля;

МТ – магистральный трубопровод;
МСЭ – медносульфатный электрод сравнения;
НД – нормативный документ;
НК – неразрушающий контроль;
ПНР – пуско-наладочные работы;
ППР – программа проведения работ;
ПУЭ - правила устройства электроустановок;
СДЗ – станция дренажной защиты;
СКЗ – станция катодной защиты;
ТЗ – техническое задание к договору;
УДЗ – установка дренажной защиты;
УЗД – ультразвуковая диагностика;
УК – ультразвуковой метод неразрушающего контроля;
УКЗ – установка катодной защиты;
УКО – умеренная коррозионная опасность;
УПЗ – установка протекторной защиты;
УТ – ультразвуковая толщинометрия;
ЭК – электрический метод неразрушающего контроля;
ЭС – электрод сравнения;
ЭСДД – электрод сравнения длительного действия.

4 Общие положения

4.1 КО проводят для обеспечения безопасной эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Цель КО – оценка соответствия технического состояния участков подземных трубопроводов и состояния системы ПКЗ требованиям НД.

4.2 Основным методом КО является электрометрическое диагностирование (обследование), которое позволяет определить коррозионную ситуацию на объекте. При проведении КО следует учитывать результаты дефектоскопии обследуемых объектов (ВТД, УЗД и т.п.), данные эксплуатационного коррозионного мониторинга и результаты шурфовок за период эксплуатации.

4.3 Организацию и проведение различных видов КО объектов ПАО «Газпром» выполняют в соответствии с требованиями к ПКЗ, регламентируемыми ГОСТ Р 51164 (для объектов, расположенных на территории: Республики Беларусь – СТБ ГОСТ Р 51164 [5], Кыргызской Республики – ГОСТ 25812 [6]), СТО Газпром 2-2.1-249, СТО Газпром 2-3.5-454, СТО Газпром 9.0-001, СТО Газпром 9.2-002 и другими действующими НД.

4.4 При выполнении КО объектов ПАО «Газпром» должны соблюдаться требования НД по технике безопасности в строительстве, геодезическим работам в строительстве, приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов, охране окружающей среды, охране труда и безопасности в газовой промышленности, электро- и пожаробезопасности, утвержденных в установленном порядке, а также требования настоящего стандарта.

4.5 К выполнению работ по КО допускаются организации (исполнители), прошедшие проверку готовности и аттестованные в установленном порядке.

4.6 Информация о выявленных в процессе КО несоответствиях требованиям НД, ведущих к аварийной или нештатным ситуациям в технологическом процессе обследуемого объекта, должна быть незамедлительно доведена до заказчика.

4.7 В ходе выполнения КО заказчику следует осуществлять контроль качества выполняемых исполнителем работ в соответствии с Положением [7]. При контроле проверяют соответствие выполняемых технологических операций и их последовательности требованиям НД и ППР, соблюдение режимов, установленных технологическими картами и регламентами, соответствие показателей качества выполненных операций и их результатов требованиям НД.

4.8 Результатом КО является технический отчет, содержащий оценку коррозионного состояния подземных трубопроводов, рекомендации по поддержанию и повышению эксплуатационной надежности систем ПКЗ с целью планирования ДТОиР.

4.9 Измерения, выполняемые при проведении КО, должны соответствовать обязательным для соблюдения в ПАО «Газпром» требованиям в области обеспечения единства измерений, установленным законодательством Российской Федерации, локальными нормативными актами ПАО «Газпром», НД ПАО «Газпром».

Перечень оборудования со сроками метрологической поверки или калибровки должен находиться у исполнителя работ и приобщаться к отчету.

4.10 Комплексные и специальные КО объектов ПАО «Газпром» должны включать все необходимые в соответствии с ППР электрометрические работы в комплексе с результатами обследования объекта в шурфах и доступных местах, в том числе с применением методов НК.

4.11 Режим работ средств ЭХЗ, рекомендованный по результатам КО, должен обеспечивать необходимый уровень активной защиты с учетом температуры транспортируемого продукта, коррозионной агрессивности грунтов и влияния блуждающих токов в интервале защитных потенциалов, регламентируемых ГОСТ Р 51164 (для объектов, расположенных на территории: Республики Беларусь – СТБ ГОСТ Р 51164 [5], Кыргызской Республики – ГОСТ 25812 [6]) и СТО Газпром 9.2-002.

4.12 При КО подземных трубопроводов, расположенных в техническом (многониточном) коридоре, должно быть оценено взаимное влияние в соответствии с Р Газпром 9.2-024 [8]. Организация согласования работ на объектах различных собственников является обязанностью эксплуатирующей организации.

5 Основные требования

5.1 В ТЗ к договору на выполнение обследования указывается вид КО в соответствии с настоящим стандартом. ТЗ к договору может детализировать объемы контроля и особые требования по проведению обследований (в т.ч. к применяемым методам НК) с учетом специфики обследуемого объекта.

5.2 Коррозионное обследование состоит из трех этапов:

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

5.3 На организационном этапе проводят следующие мероприятия:

- оформляют сметно-договорную документацию;
- исполнитель назначает ответственного исполнителя работ, определяет состав и методики обследования;

- исполнитель, на основании ППР, определяет квалификацию привлекаемых специалистов и используемое оборудование;
- оформляют допуск к производству работ в соответствии с требованиями Положения [9].

5.4 В случае, предусмотренном в договоре, Заказчик должен подготовить обследуемый объект к выполнению работ по КО в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-454 и подготовить документацию, перечисленную в 5.5.1.

5.5 На техническом этапе выполнения КО исполнитель проводит анализ проектной, исполнительной, приемо-сдаточной, пусконаладочной, технической документации, материалов предыдущих обследований объекта и смежных участков, в том числе результатов ВТД, УЗД, специальных обследований и др.

5.5.1 В состав необходимой для анализа документации по системе ПКЗ объекта должны входить:

- 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, ведомости пересечений с другими объектами, естественными и искусственными преградами;
- исполнительно-техническая документация по системе ЭХЗ и обследуемому объекту;
- акты о коррозионном состоянии объекта при осмотре в шурфах;
- акты испытаний ЗП методом катодной поляризации на законченных строительством участках трубопровода (при приемочном КО);
- сведения об авариях (в том числе по причине коррозии), о ремонтах и замене ЗП и участков трубопроводов на обследуемых объектах 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;

- сведения по участкам ВКО по трассе обследуемого трубопровода;
- коррозионные карты участков объекта;
- паспорт ПКЗ;
- результаты ВТД, УЗД и коррозионного мониторинга (данные датчиков скорости коррозии) обследуемого объекта за последние пять - десять лет, в зависимости от срока проведения последнего КО;

- материалы предыдущих КО, включая отчеты диагностических организаций;

5.5.2 На основе анализа полученных технических материалов исполнитель:

- уточняет состав необходимых электрометрических работ;
- проводит предварительную оценку технического состояния средств ЭХЗ, состояния ЗП, защищенности и коррозионного состояния объекта по данным эксплуатирующей организации;
- отмечает выполнение рекомендаций предыдущего КО;
- уточняет необходимые методы выполнения КО;
- при необходимости составляет совместно с заказчиком предварительный график проведения шурфовочных работ.

5.6 Перечень и тип применяемых средств измерений и оборудования определяется видами работ и ППР, согласованной заказчиком для конкретного объекта обследования.

5.7 Технический этап КО предусматривает выполнение обследований в полевых условиях.

5.8 В случае, предусмотренном в договоре, по окончании работ технического этапа составляют технический акт выполненных работ, содержащий перечень выполненных работ, перечень изученной предоставленной документации, краткие результаты измерений, краткие выводы и неотложные рекомендации, составленные на основе экспресс-анализа результатов выполненных работ. Технический акт подписывают представители исполнителя и заказчика и утверждает руководство эксплуати-

рующей организации. Типовая форма технического акта выполненных работ приведена в приложении А.

5.9 На аналитическом этапе выполняют обработку данных КО и составление технического отчета по результатам КО в соответствии с формой, приведенной в приложении Б.

6 Цели и задачи коррозионных обследований

6.1 КО объектов ПАО «Газпром» подразделяются на пять видов:

- 1) приемочное (первичное);
- 2) комплексное периодическое;
- 3) детальное комплексное;
- 4) инспекционно-техническое;
- 5) специальное комплексное.

6.1.1 Приемочное обследование

6.1.1.1 Приемочное обследование проводят с целью определения рабочих характеристик и проверки соответствия системы ПКЗ в целом и ее отдельных элементов требованиям НД и проектной документации, подготовки документации для сертификации системы ПКЗ вновь построенных и реконструированных объектов.

6.1.1.2 Основные задачи приемочного обследования:

- констатация (описание) фактического состояния средств ПКЗ и оценка их соответствия требованиям НД;
- подтверждение соответствия расположения и схем подключения средств ПКЗ проектным решениям и исполнительной документации;
- оценка защищенности объекта и состояния ЗП, состояния трубопровода в местах переходов через автомобильные и железные дороги;
- выдача замечаний и рекомендаций по результатам обследования, в том числе и оптимальные режимы работы средств ЭХЗ;
- оформление паспорта системы ПКЗ вновь построенного и/или реконструированного объекта;

- подготовка необходимых данных для последующей сертификации системы ПКЗ объекта в соответствии с НД.

6.1.2 Комплексное периодическое обследование

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

6.1.2.2 Задачи комплексного периодического обследования:

- определение защищенности объекта по протяженности и во времени;
- определение технического состояния средств ЭХЗ;
- локальная и интегральная оценка состояния ЗП;
- определение зон негативного влияния постоянных и переменных блуждающих токов;
- уточнение расположения и классификации участков различной коррозионной опасности, в том числе 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 ЗП.

6.1.3 Детальное комплексное обследование

6.1.3.1 Детальное комплексное КО проводят с целью оценки коррозионного состояния объекта и эффективности его системы ПКЗ.

6.1.3.2 Задачи детального комплексного обследования:

- определение защищенности объекта по протяженности и во времени;
- определение технического состояния средств ЭХЗ;
- локальная и интегральная оценка состояния ЗП;
- оптимизация режимов работы средств ЭХЗ и разработка рекомендаций по эксплуатации системы ЭХЗ;
- локализация коррозионно-опасных участков объекта;
- выявление мест коррозионных повреждений с учетом результатов ВТД, НК и других методов;
- определение причин коррозионных процессов;
- подготовка материалов для коррозионного прогноза.

6.1.4 Инспекционно-техническое обследование

6.1.4.1 ИТО проводят с целью контроля эксплуатационной надежности и требований по промышленной безопасности на объектах ПАО «Газпром». При выполнении ИТО проводят анализ организации эксплуатации системы ПКЗ объектов заказчика, выборочный инструментальный контроль параметров и характеристик системы ПКЗ, выборочную проверку достоверности отчетных материалов по КО и выполнения заказчиком рекомендаций КО.

6.1.4.2 Задачи ИТО:

- выборочный контроль технического состояния средств ПКЗ;
- контроль за ведением эксплуатационной технической документации и выполнением требований НД;
- выборочный контроль отчетных данных эксплуатации и результатов предыдущих коррозионных диагностических обследований;
- контроль выполнения рекомендаций КО;
- контроль за соблюдением требований промышленной безопасности и обеспечением работоспособности системы ПКЗ объектов;
- проведение анализа состояния ПКЗ и разработка организационно-технических мероприятий по повышению эксплуатационной надежности и эффективности ПКЗ.

6.1.5 Специальное комплексное обследование

6.1.5.1 Специальное комплексное КО проводят с целью выявления природы коррозионных процессов, выявленных при эксплуатации объекта, и для решения специфических задач по обеспечению эффективной защиты от коррозии, для испытаний или оценки эффективности внедрения новых технических средств, способов и методик защиты и контроля защищенности от коррозии. К специальным комплексным КО относятся также КО, требующие применения специализированного оборудования, техники и методик.

6.1.5.2 Специальным комплексным КО подлежат объекты:

- подверженные коррозии на внутренней поверхности трубопровода (по результатам ВТД и НК);

- участки трубопроводов в местах протяженных переходов через естественные и искусственные преграды, в т.ч. подводные переходы через водные преграды, ограниченные русловой частью (зеркалом воды);

- обсадные колонны скважин;

- коммуникации промплощадок;

- трубопроводы, проложенные в многолетнемерзлых грунтах;

- трубопроводы, на которых существует опасность развития биокоррозии;

- участки трубопроводов, проложенных методом горизонтально-направленного бурения;

- участки трубопроводов, подверженные коррозионному растрескиванию под напряжением;

- участки, на которых выявлены коррозионные повреждения, природа и причина которых не установлена при проведении КПО и ДКО;

- и другие.

6.1.5.3 Цели и задачи специальных комплексных КО определяют в ТЗ к договору на выполнение обследования. На проведение специальных комплексных КО должна быть составлена и согласована смета, в которой учтены все объемы и виды планируемых работ.

6.1.5.4 Специальное комплексное КО проводят по методикам, согласованным с ПАО «Газпром» и/или его обществами, на объектах которых планируется выполнять обследование.

6.1.5.5 Программа производства работ по специальному комплексному КО должна содержать подробное описание методов и средств измерений, оборудования и выполнения математических расчетов.

6.2 Структурные подразделения, дочерние общества и организации ПАО «Газпром» обязаны проводить в течение всего жизненного цикла (до ликвидации объекта) периодическое КО трубопроводов.

Сроки, виды и методы КО определяют с учетом коррозионной опасности условий эксплуатации, особенностей района расположения и технического состояния

участков трубопроводов, а также с учетом показателей эксплуатации (срок службы, ресурс), установленных проектной документацией и/или НД.

На объектах ПАО «Газпром» должен осуществляться мониторинг коррозионного состояния трубопроводов в соответствии с требованиями СТО Газпром 9.4-023.

7 Основные требования к диагностическим бригадам, выполняющим коррозионные обследования объектов ПАО «Газпром»

7.1 К КО объектов ПАО «Газпром» допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний к указанной работе, имеющих необходимую квалификацию, прошедшие проверку знаний на допуск к самостоятельной работе, обладающие навыками применения средств индивидуальной защиты и владеющие приемами оказанию доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

7.2 Все специалисты, выполняющие диагностические работы, обязаны периодически проходить:

- проверку знаний правил, норм и инструкций в области пожарной и электробезопасности, охраны труда и промышленной безопасности;
- предварительные/периодические медицинские осмотры (обследования) в порядке и сроки, определяемые НД.

7.3 Руководителем работ назначают работника из числа аттестованных специалистов, имеющего квалификацию соответствующую требованиям квалификационных справочников, утверждаемых в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, или положениям профессиональных стандартов (для объектов, расположенных на территории: Республики Армения – соответствующую требованиям Стандарта предприятия [10], Республики Беларусь – соответствующую требованиям Справочника [11]).

7.4 Требования к персоналу диагностической бригады:

- все члены бригады должны быть аттестованы в области промышленной безопасности и иметь не ниже III квалификационной группы по электробезопасности до 1000 В;

- квалификация специалистов, аттестованных по методам НК, должна соответствовать заявленному виду КО и положениям профессиональных стандартов (при наличии).

7.5 Исполнитель перед началом работ должен определить количество персонала, необходимого для выполнения полевых работ, исходя из вида КО, сложности трассы, сроков выполнения работ, протяженности трубопровода и территориально-климатического расположения объекта.

7.6 Количество бригад, необходимых для проведения работ по КО трубопроводов, должно быть достаточным для своевременного и качественного их выполнения. Объем КО, выполняемый одной бригадой за один полевой сезон, определяется типовыми сметами, утверждаемыми ПАО «Газпром».

7.7 Требования к аттестации персонала диагностической бригады, выполняющей КО, приведены в приложении В.

8 Требования к периодичности проведения коррозионных обследований на объектах ПАО «Газпром»

8.1 Приемочное КО проводят на вновь построенных или реконструированных участках объекта в течение первых двух лет эксплуатации. Затраты на приемочное (первичное) КО должны быть предусмотрены планами КО эксплуатирующей организации.

8.2 Комплексные периодические (повторные) КО проводят не реже одного раза в десять лет (с момента проведения предыдущего КО) с учетом фактического технического состояния объекта и рекомендаций предыдущих КО.

8.3 Детальные КО проводят не реже одного раза в пять лет (с момента проведения предыдущего КО):

- на участках, расположенных в зонах ВКО, после проведения ремонтных работ по устранению выявленных несоответствий;

- на участках, расположенных в техническом (многониточном) коридоре с наличием зон ВКО на соседних нитках;

- на участках пересечения с автомобильными и железными дорогами, на которых имеется непосредственный (металлический) контакт между защитным кожухом и трубопроводом.

8.4 Сроки проведения комплексных периодических и детальных КО в отдельных случаях могут быть сокращены (при необходимости продления срока безопасной эксплуатации трубопровода).

8.5 ИТО проводят с периодичностью не реже одного раза в пять лет.

8.6 В соответствии с рекомендуемыми сроками проведения КО эксплуатирующая организация формирует планы КО. Разработку, согласование и утверждение планов КО осуществляют в соответствии с Положением [7].

9 Порядок проведения коррозионных обследований объектов ПАО «Газпром»

9.1 Состав работ, выполняемых при КО, определяют с учетом условий, срока эксплуатации, технического состояния обследуемого объекта, вида обследования, ТЗ к договору на выполнение обследования и требований настоящего стандарта.

9.2 Состав работ при выполнении первичного (приемочного) КО

9.2.1 Анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации обследуемого участка трубопровода, а также смежных участков обследуемого объекта, данных катодной поляризации и пусконаладочных работ.

9.2.2 Оценка технического состояния УКЗ:

- измерение сопротивления растеканию тока защитного заземления УКЗ, определение наличия (отсутствия) гальванической связи металлоконструкции и ограждения с защитным заземлением;

- измерение сопротивления растеканию тока АЗ УКЗ;
- проверка контактных соединений в УКЗ;
- измерение электрического сопротивления дренажных цепей УКЗ;
- измерение удельного сопротивления грунта в местах расположения защитного и анодного заземлений УКЗ;
- определение запаса по току, напряжению и мощности УКЗ;
- определение протяженности зоны защиты УКЗ и возможности резервирования зон защиты соседних УКЗ;
- определение распределения катодного тока по плечам защиты УКЗ;
- контроль работоспособности встроенных приборов и индикаторов СКЗ, сверка показаний с эталонными средствами измерений;
- проверка работоспособности АВР, блоков управления и автоматики СКЗ.

9.2.3 Оценка технического состояния УДЗ:

- измерение сопротивления растеканию тока защитного заземления УДЗ, определение наличия (отсутствия) гальванической связи металлоконструкции и ограждения с защитным заземлением;
- измерение удельного сопротивления грунта в месте расположения УДЗ;
- измерения значений потенциалов трубы и рельса с омической составляющей, поляризационного потенциала трубы, значений тока дренирования УДЗ;
- проверка контактных соединений в УДЗ;
- проверка соответствия амперметра и токового шунта;
- проверка дистанционного контроля и управления УДЗ.

9.2.4 Оценка технического состояния УПЗ:

- проверка контактных соединений в БДР УПЗ;
- измерение потенциалов сооружения (при включенной и отключенной УПЗ), потенциала протекторной группы, значений тока в цепи «сооружение - протекторная группа»;
- измерение сопротивления растеканию тока протекторной группы УПЗ;
- измерение удельного сопротивления грунта в месте расположения УПЗ.

9.2.5 Оценка технического состояния ВЭИ:

- измерение продольного (кажущегося) электрического сопротивления ВЭИ;
- одновременное измерение потенциала трубы с омической составляющей до и после ВЭИ;
- одновременное измерение поляризационного потенциала трубы до и после ВЭИ.

9.2.6 Оценка технического состояния КИП:

- измерения на КИП потенциалов сооружения с омической составляющей и поляризационного, как относительно имеющих стационарных электродов сравнения длительного действия, так и относительно образцовых (переносных) ЭС;
- выборочная проверка работоспособности контрольного вывода от трубы, ВЭ и неполяризующегося ЭСДД в случае, если измерения потенциалов, выполненные относительно него, вызывают сомнения и/или физически несостоятельны (в соответствии с методикой, приведенной в Р Газпром 9.4-049-2015 [12]);
- измерение удельного сопротивления грунта в месте расположения КИП;
- определение географических координат КИП в системе глобального позиционирования.

9.2.7 Оценка технического состояния переходов оборудованных защитными кожухами:

- измерение сопротивления «защитный кожух-труба» в местах переходов трубопровода под автомобильными и железными дорогами;
- измерение сопротивления растекания тока защитного кожуха;
- измерение потенциалов трубы и кожуха;
- измерение удельного сопротивления грунта с обеих сторон дороги в месте перехода;
- определение наличия (отсутствия) электрического контакта «защитный кожух-труба».
- оценка работоспособности средств защиты в соответствии с 9.2.2 и 9.2.4.

9.2.8 Оценка технического состояния БДР (БСЗ):

- измерение потенциалов на всех выводах от коммуникаций относительно стационарных ЭСДД и образцовых (переносных) ЭС при подключенном БДР;
- измерение потенциалов на всех выводах от коммуникаций относительно стационарных ЭСДД и образцовых (переносных) ЭС при отключенном от коммуникаций БДР;
- измерения сопротивлений растекания тока каждого трубопровода, каждого ЭСДД и ВЭ.

9.2.9 Контроль защищенности трубопровода:

- вне зоны блуждающих токов – измерение при прерывистой поляризации потенциалов включения/отключения с шагом измерения не более 5 м на всем протяжении обследуемого сооружения;
- в зоне действия блуждающих токов, вызванных источниками постоянного тока, проверка наличия участков знакопеременных и анодных зон на всех КИП и в доступных местах в течение не менее 2 часов;
- на участках, подверженных влиянию блуждающих токов, на КИП в месте пересечения трубопроводом электрифицированных железных дорог или максимального сближения с ними, а также на границах этих участков – суточные измерения с регистрацией потенциалов (режим регистрации – одно измерение в 5 – 10 сек в течение 24 часов);
- при отсутствии на участке блуждающих токов определение длины зоны защиты УКЗ при режимах, установленных проектом, и при необходимости их корректировка;
- оптимизация режимов УКЗ по току поляризации;
- при отсутствии на участке блуждающих токов определение длины зоны защиты УКЗ при выполнении оптимизации.

9.2.10 Оценка состояния защитного покрытия:

- обследование сплошности ЗП сооружения с нахождением мест сквозных дефектов;

- при отсутствии на участке блуждающих токов измерение с обеих сторон подземного сооружения градиентов потенциала в грунте при включенных и отключенных (прерывистая поляризация) УКЗ;

- интегральная оценка сопротивления ЗП подземного сооружения, в том числе с применением методов на переменном токе.

9.2.11 Контроль негативного влияния на сторонние сооружения:

- синхронные измерения в КИП и КДП потенциалов в месте пересечения или сближения обследуемого объекта с сопутствующим (сторонним) сооружением (при отсутствии КИП и КДП в этих местах измерения потенциалов проводить на ближайших доступных точках измерений);

- выявленное негативное влияние на сооружения, не включенные в схему совместной защиты, устраняют путем корректировки режимов работы УКЗ или при необходимости подготавливают рекомендации по реализации совместной защиты объектов;

- выявленное негативное влияние на сооружения, включенные в совместную схему защиты, исключают путем корректировки сопротивления резистора БСЗ или полярности их подключения для перераспределения тока поляризации.

9.2.12 Оформление результатов приемочного обследования

- анализ материалов обследования, оформление технического отчета с разработкой выводов и рекомендаций по результатам обследования трубопровода;

- согласование с заказчиком и утверждение руководством исполнителя технического отчета по результатам приемочного обследования ЭХЗ;

- подготовка паспорта системы ПКЗ вновь построенного и/или реконструированного объекта в соответствии с приложением Г и документации для сертификации системы ПКЗ в соответствии с НД.

9.3 Состав работ при выполнении КПО приведен в Р Газпром 9.4-049-2015 [12].

9.4 Состав работ при выполнении ДКО приведен в Р Газпром 9.4-050-2015 [13]. При выполнении ДКО, в дополнение к электрометрическим измерениям, следует

анализировать результаты всех видов диагностических обследований (ВТД, специальных обследований, обследований в шурфах и при ремонтах и т.д.).

9.5 Методы, объемы и виды работ для проведения специального комплексного КО определяются ТЗ к договору на выполнение обследования на основании и с учетом характера коррозионных процессов, выявленных при эксплуатации объекта.

9.6 Состав работ при выполнении ИТО приведен в Положении [14].

9.7 Обследование коррозионного состояния сооружения в шурфах

9.7.1 Планирование мест для шурфования следует проводить на основании данных электрометрии, ВТД, специальных обследований и с учетом того, что коррозионные повреждения подземных трубопроводов наиболее вероятны на участках, расположенных:

- в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, длительное время находившиеся с недостаточной степенью катодной защиты;
- в анодных и знакопеременных зонах (на объектах с влиянием блуждающих токов);
- на участках влияния индуцированного напряжения от высоковольтных ЛЭП;
- в местах с неоднородным составом грунта (на переходах от низкоомных грунтов к высокоомным);
- в засоленных грунтах и природных водах (солончаковых, солонцах, солодях, ссорах и др.) с содержанием водорастворимых солей более 1г на 1кг грунта;
- в грунтах, характеризующихся биокоррозионной агрессивностью;
- в поймах рек и болотистых местах.

9.7.2 После вскрытия трубопровода должны быть выполнены следующие работы:

- определение географических координат шурфа и привязка к ориентирам на местности;
- описание наличия недопустимой растительности, особенностей рельефа и гидрологических условий местности, на которой открыт шурф;
- определение глубины залегания трубопровода от поверхности земли до верхней образующей трубы и длину открытой части;

- определение типов грунтов с указанием толщины слоев по порядку сверху;
- измерение потенциалов трубопровода в шурфе относительно поверхности земли;
- фотофиксация наличия повреждений ЗП, наличия катодного налета и продуктов коррозии;
- очистка трубопровода от грунта, обертки и отслоившегося защитного покрытия;
- обследование методом ВИК изоляционного покрытия и металла трубы в местах коррозионных повреждений и повреждений ЗП;
- обследование другими методами НК (если это определено ППР);
- восстановление ЗП после проведения обследования;
- оформление акта обследования трубопровода в шурфе в соответствии с приложением Д.

9.7.3 Обследование в шурфах проводят с целью оценки состояния ЗП, обнаружения поверхностных дефектов металла трубопровода. При обследовании ЗП должны быть выполнены следующие работы:

- определение типа ЗП и обертки и число слоев;
- измерение толщины ЗП в четырех точках поперечного сечения трубы на 3, 6, 9, 12 ч;
- оценка состояния поверхности ЗП;
- поиск дефектов в ЗП (все имеющиеся гофры, складки изоляции, пустоты вдоль сварных швов, в местах нахлеста изоляции и других неровностях, а также все явно выраженные механические повреждения (трещины, задиры, оплывы, сквозные продавленности, пропуски изоляции и т.п.);
- измерение площади отдельных отслоений и сквозных повреждений ЗП;
- определение суммарной площади отслоений и сквозных повреждений;
- определение величины адгезии защитного покрытия к трубе;
- определение наличия влаги под ЗП.

9.7.4 При визуальном и измерительном контроле состояния наружной поверхности трубопровода в каждом в шурфе определяют:

- наличие и характер коррозии металла трубопровода;
- наличие и размеры механических повреждений (вмятина, гофр, царапина, задира и др.);
- характер и размеры коррозионных повреждений.

9.7.5 Для определения фактической толщины стенки трубопровода проводят ультразвуковую толщинометрию. Измерение толщины проводят в околошовных зонах, в зонах коррозионных повреждений и в четырех точках поперечного сечения трубы на 3, 6, 9, 12 ч.

9.7.6 Если сварной стык попал в зону шурфа, а также выявлено, что его внешний вид не соответствует требованиям НД, то сварное соединение подлежит проверке методами НК соответствующими специалистами эксплуатирующей организации.

9.7.7 Шурфование, подготовка контролируемых поверхностей и восстановление ЗП должны проводиться силами эксплуатирующей организации объекта диагностирования или подрядными организациями по договору на выполнение данных работ. Шурфование трубопровода производится со вскрытием трубопровода с двух сторон с возможностью проведения обследования методами НК на нижней образующей. Размеры шурфа должны обеспечивать возможность визуального осмотра и проведения измерений. Рекомендуемая протяженность полнопрофильного вскрытия трубопровода – не менее трех его диаметров.

9.7.8 Обследование в контрольных шурфах для оценки эффективности ПКЗ и подготовки данных для прогноза коррозионного состояния трубопровода выполняют в объемах, приведенных в таблице 9.1. Уменьшение минимального количества шурфов, указанного в таблице 9.1, допускается при наличии достаточного обоснования (анализа результатов предыдущих шурфов, использование результатов ВТД, результатов обследований в доступных местах – размывах, переходах «земля-воздух»).

Т а б л и ц а 9.1 – Рекомендуемый объем вскрытия контрольных шурфов

Категория трубопровода	Количество шурфов
Участки УКО ЛЧ МТ	Не менее 4 шт. на 100 км
Участки ВКО ЛЧ МТ	Не менее 10 шт. на 100 км
Коллекторы и шлейфы	Не менее 1 шт. на 10 км
Коммуникации промплощадок	Не менее 1 шт. на 1 км

9.8 По результатам анализа данных, полученных на техническом этапе, на аналитическом этапе производят ранжирование участков по коррозионным повреждениям, и определяются основные факторы, способствующие их развитию.

9.9 Завершающим этапом КО является оценка текущего коррозионного состояния трубопровода. Для детального КО – завершающим этапом является прогноз коррозионного состояния.

Прогнозирование коррозионного состояния объекта является самостоятельной процедурой, проводимой после выполнения работ по оценке текущего коррозионного состояния по результатам ДКО. Для других видов КО коррозионный прогноз исполнителем в рамках обследования не составляется.

10 Требования к отчетной документации по результатам коррозионных обследований

10.1 Технический отчет по КО должен содержать текстовую, табличную части и приложения. Рекомендуемые отчетные формы приведены в приложении Б.

10.2 Технический отчет подписывают специалисты, выполнявшие работы, согласовывают с эксплуатирующей организацией, утверждают в подрядной организации и сдают в архив подрядной организации. Экземпляры отчета официально направляют заказчику.

10.3 Технический отчет по результатам КО должен содержать разделы:

- нормативные ссылки;
- обозначения и сокращения;
- введение;

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

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

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

10.3.3 В разделе «Введение» приводят:

- основание для проведения КО;
- сроки проведения обследования;
- технические данные и характеристики обследуемого объекта;
- километраж обследованных участков (с указанием однозначных границ с привязкой к постоянным элементам трубопровода: кран, переход и т.п.);
- сведения о территориально-географическом расположении объекта (природные условия, местность, климат и т.п.).

10.3.4 В разделе «Порядок проведения работ» приводят состав этапов КО и краткий перечень работ, выполненных на каждом этапе, со ссылкой на программу проведения работ. В разделе приводят также сведения о составе и квалификации специалистов, участвовавших в работах по КО, перечень используемых средств измерений и оборудования, данные об их поверке или калибровке. Раздел должен содержать ссылки на приложения к отчету, содержащие копию программы проведения работ, копии аттестационных удостоверений специалистов и копии свидетельств о поверке или калибровке.

10.3.5 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 СТО Газпром 2-3.5-454 (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 обследования пять лет;
- о ремонтах и замене ЗП и участков трубопровода;
- об обнаруженных коррозионных дефектах по результатам предыдущих обследований другими методами (ВТД, специальных обследований) и их подтверждении в шурфах;
- о выводах и рекомендациях (и эффективности от их выполнения) отчетов предыдущих КО.

При приемочном КО приводят сведения о проектной организации, шифр и год проекта, изменениях исполнительной документации относительно проектной, подрядной организации, выполнявшей строительство и ПНР ЭХЗ. На реконструированных объектах – сведения о старом и новом ЗП и средствах ЭХЗ.

Если обследования трубопровода в шурфах или методами ВТД в течение предыдущих десять лет не производились, то следует отметить данный факт с указанием причины (например, отсутствие камер запуска-приема, изменение диаметра на протяжении газопровода, наличие «непроходных» участков», «непроходной диаметр трубопровода»).

10.3.6 Раздел «Результаты измерений» должен содержать описание фактического состояния ПКЗ обследованного объекта, включающее:

- максимальное и минимальное измеренные значения потенциалов (поляризационных и с омической составляющей) с указанием точек их измерения, и участков с потенциалами, не соответствующими требованиям НД;

- результаты обследования технического состояния УКЗ, УДЗ, УПЗ, БСЗ и ВЭИ;
- результаты обследования КИП и КДП;
- результаты обследования на наличие, уточнение границ и вредное влияние зон блуждающих токов (постоянных и/или переменных) по трассе объекта;
- результаты обследования пересечений и/или сближений с другими защищаемыми коммуникациями и наличие взаимного влияния и средств совместной защиты;
- результаты обследования пересечений с автомобильными и железными дорогами и средств защиты кожухов;
- результаты обследования состояния ЗП (рассчитанное интегральное сопротивление изоляции, наличие повреждений, расположение максимальных повреждений ЗП);
- результаты обследования водных переходов;
- наличие открытых участков трубопровода (воздушные переходы, размывы) и результаты их обследования;
- результаты обследования состояния трубопровода в шурфах и других доступных местах.

10.3.7 В разделе «Выводы» приводят анализ результатов выполненных работ в соответствии с требованиями НД и целями проведенного обследования:

- оценку защищенности объекта от коррозии, в том числе – в зонах действия блуждающих токов;
- оценку технического состояния, достаточности и соответствия НД средств ЭХЗ, расчет ресурса АЗ УКЗ;
- оценку необходимости первоочередного ремонта или замены средств ЭХЗ и их составляющих (АЗ УКЗ, изношенности протекторов УПЗ);
- оценку и долгосрочный прогноз состояния ЗП;
- оценку состояния пересечений с другими коммуникациями;
- оценку состояния пересечений с автомобильными и железными дорогами;
- оценку состояния водных переходов;
- оценку коррозионной агрессивности грунтов;

- общий вывод о состоянии ПКЗ трубопровода и его коррозионном и техническом состоянии на момент обследования.

В случае отсутствия данных ВТД при оценке коррозионного состояния следует использовать результаты других видов диагностики (например – обследования в шурфах, специальные обследования и др.).

10.3.8 Коррозионный прогноз входит в отчет по детальному комплексному КО (или оформляется по его итогам отдельным документом) и должен содержать:

- описание методики расчета или ссылку на НД, по методике которого он выполняется;

- исходные данные для расчета (со ссылками на источники – ВТД, специальные обследования, обследование в шурфах и доступных местах);

- сам расчет с пояснениями и примечаниями к промежуточным вычисляемым значениям и параметрам (в том числе – максимальную величину скорости коррозии);

- величину расчетного срока (ресурс) безопасной эксплуатации объекта исходя из нормативных значений остаточной толщины стенки трубы в местах наиболее опасных коррозионных повреждений;

- выводы и/или заключение о необходимости принятия срочных и плановых мер по ремонту или замене участков трубы для продления срока безопасной эксплуатации по результатам прогноза.

10.3.9 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 действующих НД;

- рекомендуемый срок и вид следующего (очередного) КО объекта.

Каждая рекомендация должна быть обоснована ссылкой на пункт действующего НД.

10.3.10 В приложениях приводят:

- географическую карту с обследованным участком трубопровода, с нанесенными средствами ЭХЗ, параллельными и пересекающими трубопроводами, автомобильными и железными дорогами, водными преградами и т.п.;

- коррозионные карты обследованных трубопроводов, содержащие масштабные схемы трассы участков трубопровода с пересекаемыми искусственными и естественными препятствиями (автомобильные и железные дороги, коммуникации, ВЛ, болота, реки, овраги) с указанием видов и типов ЗП, расстановкой средств ЭХЗ (УКЗ, УПЗ, УДЗ, КИП, КДП, БДР, ВЭИ), участками коррозионной опасности, диаграммой распределения по КИП потенциалов с омической составляющей и поляризационных потенциалов, диаграммой распределения удельного электрического сопротивления грунта, данными по режимам работы УКЗ, данные по количеству и общей протяженности повреждений ЗП на каждом км, данные по коррозионным повреждениям (на основе ВТД, специальных обследований и обследований в шурфах при КО);

- диаграммы (графики) распределения значений измеренных потенциалов, градиентов потенциалов, токов с указанием дефектных мест в ЗП, полученные с использованием измерительных комплексов;

- графики изменения потенциалов во времени в зоне действия блуждающих токов (результаты долговременной записи);

- заявки на шурфовочные работы и акты обследования трубопровода в шурфах с фотоматериалами;
- копию ТЗ к договору на КО;
- копии аттестационных удостоверений по видам НК специалистов, участвовавших в выполнении КО;
- перечень средств измерений и копии их свидетельств о поверке или калибровке;
- копию согласованной и утвержденной ППР.

10.4 Рекомендованные по результатам КО режимы работ средств ЭХЗ должны обеспечивать оптимальные защитные потенциалы с учетом температуры транспортируемого продукта, коррозионной агрессивности грунтов, влияния блуждающих токов и т.д.

10.5 Рекомендации, разработанные по результатам КО объектов, могут включаться в планы:

- долговременные по ДТОиР;
- по реконструкции и техническому перевооружению;
- по проведению очередного комплексного КО.

10.6 Исполнитель предоставляет технический отчет в эксплуатирующую организацию по окончании обследования в бумажном и электронном виде. Сроки и порядок представления отчета, а также количество экземпляров согласовывают с заказчиком в договоре. Исполнитель работ обеспечивает предоставление результатов КО в эксплуатирующую организацию (оператору ОБД ПКЗ) в электронном виде в соответствии с требованиями СТО Газпром 9.4-023.

Приложение А
(рекомендуемое)

**Типовая форма технического акта выполненных работ
по предварительным результатам коррозионного обследования**

Утверждаю:

Начальник _____ ЛПУ МГ

_____ Ф.И.О.

" ____ " _____ 20__г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ АКТ

выполненных работ

по _____ обследованию

(вид коррозионного обследования)

_____ ЛПУ МГ.

(наименование филиала эксплуатирующей организации)

В _____ 20__ г. _____

(кем проводилось обследование, наименование обследующей организации)

в составе: _____

(перечень членов бригады, партии)

был проведен сбор исходных данных и выполнено _____

(наименование коррозионного обследования)

_____ *(перечень обследованных объектов, наименование филиала эксплуатирующей организации)*

в соответствии с договором № _____

Обследование выполнялось в соответствии с Техническим заданием и сметой к договору №

_____ по «Программе производства работ...», утвержденной _____

(должность, Ф.И.О.)

согласно требований _____ и др. действующей НД

(перечень нормативных документов)

В соответствии с договором обследованию подлежали: _____
(перечень обследованных объектов,

_____ километраж участков, диаметр, толщина стенки, тип изоляции, год ввода в эксплуатацию)

_____ (дополнительная информация)

В процессе проведения обследования, были выполнены следующие работы:

№ пп	Виды работ (в соответствии со сметой договора)	количество измерений

1. Предварительные результаты измерений

_____ (приводят предварительную оценку защищенности объектов, состояние средств ЭХЗ, переходов под автомобильными и железными дорогами, пересечений с другими подземными коммуникациями, оценку состояния защитного покрытия и т.д.)

2. Выводы

3. Рекомендации

От обследующей организации _____
(наименование организации Исполнителя)

_____ (должность)

_____ (Ф.И.О.)

_____ (подпись)

_____ (дата)

От эксплуатирующей организации _____
(наименование организации Исполнителя)

_____ (должность)

_____ (Ф.И.О.)

_____ (подпись)

_____ (дата)

Приложение Б

(рекомендуемое)

Типовая форма технического отчета по результатам коррозионного обследования

Титульный лист

Титульный лист является первым листом отчета, служит источником информации и содержит:

- наименование предприятия заказчика;
- наименование организации разработавшей документ;
- должность лица и его фамилия с инициалами, утвердившего технический отчет с датой;
- наименования объекта диагностирования с инвентарным номером;
- номер договора по которому выполнялось обследование;
- должность лица и его фамилия с инициалами, разработавшего технический отчет с датой;
- город и год разработки технического отчета.

Содержание

Содержание включает наименование всех разделов, подразделов, пунктов и наименование приложений с указанием номеров страниц, с которых начинаются эти элементы отчета.

Нормативные ссылки

Данный раздел содержит перечень стандартов, на которые в тексте дана ссылка.

Ниже приведен пример наиболее часто используемых нормативных документов.

№ п/п	Номенклатура	Наименование нормативного документа

Обозначения и сокращения

В отчете должен быть приведен перечень сокращений, использованных при изложении материала.

Графическое обозначение	Наименование графического объекта

Введение

Данный раздел содержит сведения:

- основание для проведения КО;
- сроки проведения обследования;
- технические данные и характеристики обследуемого объекта;
- километраж обследованных участков;
- территориально-географическое расположение обследованных участков;
- данные об организации-проектировщике, строителе трубопровода и организации, выполнявшей ПНР ЭХЗ (для приемочного КО).

Порядок проведения работ

В данном разделе приводят методы контроля, которые применялись при КО и перечень используемого оборудования, данные об их поверке или калибровке

Список исполнителей

№ п/п	Должность	Ф.И.О.	Статус	Специализация	Группа/ уровень	Удостоверение по НК	
						Номер	Срок действия
			Руководитель бригады/член бригады	ЭК / УК (УТ) / ВИК	I / II / III		

Перечень используемого оборудования

№	Наименование прибора	Назначение	Заводской номер	Свидетельство о поверке	Дата следующей поверки

Раздел 1 Результаты анализа исходных данных

Состав документации:

№ документа	Содержание документа
1.1	Характеристика объекта
1.2	Сведения о пересечениях с автомобильными и железными дорогами
1.3	Сведения о пересечениях с водными преградами
1.4	Сведения о воздушных переходах
1.5	Сведения о пересечениях и сближениях с другими коммуникациями
1.6	Сведения о местах соединения с другими трубопроводами
1.7	Сведения о предшествующих обследованиях участка
1.8	Сведения о ремонте металла трубопровода
1.9	Сведения о ремонте защитного покрытия
1.10	Сведения об установках катодной защиты
1.11	Сведения об установках дренажной защиты
1.12	Сведения об установках протекторной защиты
1.13	Сведения о контрольно-измерительных пунктах
1.14	Сведения об удельном электрическом сопротивлении грунта вдоль трассы
1.15	Сведения о участках с наличием блуждающих токов
1.16	Сведения о распределении защитных потенциалов на КИП по трассе по годам
1.17	Сведения об участках с коррозионными повреждениями

Раздел 1.1 Характеристика объекта

Фактическое давление, МПа	
Проектное давление, МПа	
Дата ввода в эксплуатацию цино	
Способ нанесения защитного покрытия	
Конструкция защитного покрытия	
Тип защитного покрытия (нормальная, усиленная)	
Завод изготовитель	
Конструкция трубы	
Марка стали	
Диаметр и толщина стенки, мм	
Общая протяженность, км	
Конец участка, км	
Начало участка, км	
Наименование объекта	
№ п/п	

Раздел 1.2 Сведения о пересечениях с автомобильными и железными дорогами

№ п/п	Начало пересечения, км	Конец пересечения, км	Длина перехода, м	Тип дороги	Наименование дороги	Наличие защитного кожуха	Длина защитного кожуха, м	Диаметр кожуха и толщина стенки, мм	Средства ЭХЗ кожуха	Наличие КИП в начале перехода	Наличие КИП в конце перехода	Категория дороги

Раздел 1.3 Сведения о пересечениях с водными преградами

№ п/п	Границы перехода		Длина перехода, м	Наименование преграды	Наличие защитного кожуха	Примечание
	начало перехода, км	конец перехода, км				

Раздел 1.7 Сведения о предшествующих обследованиях участка

№ п/п	Начало участка, км	Конец участка, км	Протяженность, м	Дата проведения обследования	Организация, проводившая обследование	Краткие выводы и рекомендации, примечания	Выполнение рекомендаций

Раздел 1.8 Сведения о ремонте металла трубопровода

№ п/п	Год ремонта	Начало участка, км	Конец участка, км	Протяженность, м	Основание для ремонта	Вид ремонта	Параметры отремонтированного трубопровода		Примечание
							диаметр и толщина стенки, мм	марка стали	

Раздел 1.9 Сведения о ремонте защитного покрытия

№ п/п	Год ремонта	Начало участка, км	Конец участка, км	Протяженность, м	Основание для ремонта	Вид ремонта	Тип покрытия	Материал покрытия	Примечание

Раздел 1.10 Сведения об установках катодной защиты

АЗ	Расстояние до трубопровода, м	Размеры, количество, шт.	Конструкция	Тип	Дата монтажа (реконструкции)	Категория электроснабжения	Продолжительность простоев, час	Тип	Дата монтажа (реконструкции)	Сопротивление АЛ, Ом	Протяженность АЛ, мм	Материал, сечение анодной линии СКЗ, мм	Сопротивление КЛ, Ом	Протяженность КЛ, м	Материал, сечение катодной линии СКЗ, мм	Координата точки подключения по трассе, км	Место расположения УКЗ	Регистрационный номер УКЗ	№/П	
	СКЗ																			

Раздел 1.11 Сведения об установках дренажной защиты

Дренажный кабель	Способ подключения к рельсовой цепи	Сопротивление, Ом	Сечение жилы, мм ²	Количество жил, шт.	Длина, м	Марка дренажного кабеля	Величина шунтирующего сопротивления в цепи	Расстояние от точки дренажа до точки подключения к ж/д, м	Тип СДЗ	Год монтажа (реконструкции)	Координата точки подключения по источнику блуждающего тока, км	Координата точки подключения по трассе, км	Место расположения УКЗ	Регистрационный номер УДЗ	№/П

Раздел 1.12 Сведения об установках протекторной защиты

№ п/п	Регистрационный номер УПЗ	Координата точки дренажа по трассе, км	Дата монтажа (реконструкции, ремонта)	Объект защиты	Способ соединения с объектом защиты	Марка, тип протекторов	Количество протекторов в группе, шт.	Примечание

Раздел 1.13 Сведения о контрольно-измерительных пунктах

№ п/п	Фактически установленные, шт.	Количество неисправных, шт.	Примечание

Раздел 1.14 Сведения об удельном электрическом сопротивлении грунта вдоль трассы

№ п/п	Координата измерения, км	$\rho_{гр}$, Ом·м	Тип грунта	Проектная глубина залегания до верхней образующей трубопровода, м	Коррозионная агрессивность	Примечание

Раздел 1.15 Сведения об участках с наличием блуждающих токов

№ п/п	Тип тока	Тип источника	Начало участка, км	Конец участка, км	Длина участка, км	Примечание

Раздел 2 Результаты измерений

Состав документации:

№ документа	Содержание документа
2.1	Ведомость обследования технического состояния КИП
2.2	Технические параметры работы УКЗ
2.3	Оптимизация работы средств ЭХЗ
2.4	Технические параметры работы УДЗ
2.5	Технические параметры работы УПЗ
2.6	Обследование переходов трубопровода через естественные и искусственные преграды
2.7	Обследование воздушных переходов
2.8	Обследование электроизолирующих вставок и фланцев
2.9	Определение зоны влияния блуждающих токов
2.10	Определение негативного влияния переменного тока
2.11	Сведения о взаимном влиянии сторонних коммуникаций
2.12	Обследование блоков совместной защиты
2.13	Ведомость участков с дефектами защитного покрытия
2.14	Ведомость участков «недозащиты» и «перезащиты»
2.15	Оценка сопротивления защитного покрытия
2.16	Обследование состояния трубопровода в шурфах и других доступных местах
2.17	Ведомость коррозионно-опасных участков

Раздел 2.3 Оптимизация работы средств ЭХЗ

№ п/п	Номер УКЗ	Место измерения	Рабочие режимы УКЗ с защитным потенциалом									Зоны защиты после оптимизации		Примечание	
			до оптимизации				после оптимизации					Начало границы, км	Конец границы, км		
			I, А	U, В	Резерв УКЗ по току, %	U«Т-з», В	Uпол., В	I, А	U, В	Резерв УКЗ по току, %	U«Т-з», В				Uпол., В

Раздел 2.4 Технические параметры работы УДЗ

№ п/п	Регистрационный номер УДЗ	Координата точки подключения, км	Заводской номер	R защитного заземления, Ом	Суточные рабочие режимы									Степень дренажного сопротивления, Ом	Примечание
					±U«Т-з», В			±U«р-з», В			Ток дренирования, А				
					min	max	средний	min	max	средний	min	max	средний		

Раздел 2.7 Обследование воздушных переходов

№ п/п	Координаты перехода, км	Удельное сопротивление грунта, Ом·м		Потенциал, В		Визуальная оценка состояния ЗП в местах выхода трубы на дневную поверхность		Наличие устройства защитного заземления трубопровода	Примечание
		до перехода	после перехода	до перехода	после перехода	до перехода	после перехода		

Раздел 2.8 Обследование электроизолирующих вставок и фланцев

№ п/п	Координаты ВЭИ (ИФС)		Тип ВЭИ (ИФС)	Кажущееся сопротивление ВЭИ, Ом	U «т-з», В		U пол., В		ΔU вставки, мВ	Примечание
	Точка подключения по трассе, км	Точка подключения по GPS/Глонасс			до вставки	после вставки	до вставки	после вставки		

Раздел 2.9 Определение зоны влияния блуждающих токов

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

Раздел 2.10 Определение негативного влияния переменного тока

№ п/п	Точка измерения по трассе, км	Потенциальный ис- точник	Место пере- сечения, км	Напряжение переменного тока «труба-земля», В	$U_{\text{ест.}}$ через 10 мин, В	Потенциал ВЭ после подключения к трубо- проводу, В			Среднее смещение ВЭ, В	Примечание
						Макс.	Мин.	Среднее		

Раздел 2.11 Сведения о взаимном влиянии сторонних коммуникаций

№ п/п	Место измерения параллельного следования трубопровода, км	Место измерения сторонней коммуникации, км	Участок параллельного следования		Наименование коммуникаций	Наличие и тип совместной защиты	Величина потенциала стороннего сооружения $U_{«с-з»}$, В		Координата места измерения обследуемого сооружения, км	Величина потенциала обследуемого сооружения $U_{«т-з»}$, В		Наличие вредного влияния	Примечание
			начало, км	конец, км			при включенной УКЗ	при отключенной УКЗ		при включенной УКЗ	при отключенной УКЗ		

Раздел 2.12 Обследование блоков совместной защиты

№ п/п	Координаты БСЗ		Тип БСЗ	Входной ток БСЗ, мА	Рабочий ток канала, мА	Сопротивление канала, Ом	Натекание тока на:		$U_{«т-з»}$, В		Примечание
	по трассе, км	по GPS/Глонасс					трубопровод	сооружение	трубопровод	сооружение	

Раздел 2.13 Ведомость участков с дефектами защитного покрытия

№ п/п	Начало участка			Конец участка			Протяженность участка, м	Потенциал в месте дефекта $U_{\langle\text{T-3}\rangle}$, В	Уровень фоновый сигнала	Уровень сигнала над дефектом	Примечание
	по трассе, км	от ориентира на местности	по GPRS / Глонасс	по трассе, км	от ориентира на местности	по GPRS / Глонасс					

Раздел 2.14 Ведомость участков «недозащиты» и «перезащиты»

№ п/п	Участки с недозащитой						Участки с перезащитой						Примечание									
	Начало участка			Конец участка			Протяженность	Начало участка			Конец участка											
	$U_{\langle\text{T-3}\rangle} \text{ min, В}$			по трассе, км				по GPRS/Глонасс			от ориентира на местности			по трассе, км								
							м	%														

Раздел 2.17 Ведомость коррозионно-опасных участков

№ п/п	Обоснование фактора коррозионной опасности	ВКО участок, км			УКО участок, км			Примечание
		Начало	Конец	Протяженность	Начало	Конец	Протяженность	

Раздел 2.18 Прогноз изменения параметров УКЗ

№ п/п	№ УКЗ	Выходной ток УКЗ на момент обследования, А	Прогнозируемый период, год	Выходной ток на прогнозируемый период, А	Запас тока УКЗ на прогнозируемый период, А	Примечание

Раздел 3 Выводы и рекомендации по результатам обследования

Состав документации:

№ документа	Состав документа
3.1	Выводы
3.2	Рекомендуемые мероприятия

Раздел 3.1 Выводы

3.1.1 Оценка условий эксплуатации трубопровода по результатам анализа проектной и эксплуатационной документации.

3.1.1.1 Оценка параметров трубопровода _____
(диаметр, протяженность, конструкция труб и защитного покрытия, срок эксплуатации и т.д.)

3.1.1.2 Оценка характеристика трассы прохождения трубопровода _____
(тип местности, пересечения с естественными и искусственными преградами и т.д.)

3.1.1.3 Коррозионная ситуация по трассе _____
(классификация грунтов по коррозионной агрессивности, наличие, протяженность и координаты зон влияния блуждающих токов и т.д.)

3.1.1.4 Анализ технического состояния средств ЭХЗ и защищенности подземных трубопроводов от почвенной коррозии _____
(техническое состояние УКЗ, УДЗ, УПЗ, КИП, их общее количество, из них – неисправных, защищенность по участкам и по годам, результаты предыдущих обследований и т.д.)

3.1.1.5 Анализ состояния защитного покрытия _____
(ремонт, замена, результаты предыдущих обследований и т.д.)

3.1.1.6 Анализ коррозионного состояние трубопровода _____
(данные о наличии участков, где были зафиксированы аварии и свищи по причине коррозии, места с критической толщиной стенки и со скоростью коррозии больше нормативной)

3.1.2 Результаты анализа полученных данных по результатам проведенных измерений

3.1.2.1 Оценка технического состояния средств ЭХЗ _____
(текущее техническое состояние УКЗ, УДЗ, УПЗ, КИП, ВЭИ, их общее количество, из них – неисправных, причины)

3.1.2.2 Защищенность подземного трубопровода средствами ЭХЗ по протяженности и во времени _____
(координаты начала и конца участков недозащиты и перезащиты до и после оптимизации ЭХЗ, минимальные потенциалы на участках, причины недозащиты или перезащиты)

3.1.2.3 Соответствие или несоответствие элементов ПКЗ трубопровода требованиям ПАО «Газпром» _____
(соответствуют, не соответствуют)

3.1.2.4 Оценка состояния переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды _____
(общее количество, наличие контакта с защитным кожухом, исправность средств ЭХЗ, защищенность трубы и кожуха и т.д.)

СТО Газпром 9.4 – XXX – 201X

3.1.2.5 Оценка состояния защитного покрытия _____
(места локальных повреждений, их координаты, привязка на местности, привязка по километражу, протяженность, общее состояние по переходному сопротивлению и т.д.)

3.1.2.6 Оценка коррозионного состояния металла трубопровода _____
(наличие и характер коррозионных повреждений по результатам обследований в шурфах, привязка мест коррозионных повреждений и т.д.)

3.1.2.7 Оценка коррозионной ситуации на трассе _____
(наличие зон ВКО, их координаты, привязка на местности, привязка по километражу, протяженность, факторы коррозионной опасности и т.д.)

3.1.3 Общий вывод о состоянии ПКЗ трубопровода _____
(приводится оценка текущего коррозионного состояния трубопровода и прогнозируемого состояния на определенный момент времени)

Раздел 3.2 Рекомендуемые мероприятия

3.2.1 По ремонту неисправных элементов оборудования ЭХЗ с оформлением перечня неисправных средств (УКЗ, УДЗ, УПЗ, КИП, ВЭИ и т.д.) _____
(наименование, номер, привязка средств ЭХЗ, виды ремонтных работ, сроки проведения и т.д.)

3.2.2 По рекомендуемым режимам работы средств ЭХЗ _____
(наименование, номер, привязка УКЗ, рекомендуемый режим, рекомендуемые параметры и т.д.)

3.2.3 По восстановлению, замене и установке средств ЭХЗ с указанием координат _____
(наименование, номер, привязка средств ЭХЗ, виды работ, сроки проведения и т.д.)

3.2.4 По переходам трубопровода через естественные и искусственные преграды _____
(наименование, привязка, виды работ, сроки проведения и т.д.)

3.2.5 По ремонту защитного покрытия с перечнем дефектных участков _____
(привязка по километражу, протяженность, виды работ, очередность, сроки проведения и т.д.)

3.2.6 По планированию мероприятий, направленных на поддержание исправного технического состояния и совершенствование эксплуатации средств ПКЗ _____
(привязка по километражу, протяженность участков, рекомендации по засыпке, замене и ремонту трубы, сроки проведения, мероприятия по снижению влияния блуждающих токов, по обеспечению электроэнергией и т.д.)

3.2.7 По реконструкции системы ПКЗ _____
(проектирование, строительство дополнительных средств ЭХЗ, переизоляция, полная реконструкция системы ПКЗ)

3.2.8 По срокам проведению очередного обследования (с учетом долгосрочного коррозионного прогноза) _____
(рекомендуемый срок и вид обследования)

Приложение В

(рекомендуемое)

Требования к аттестации персонала диагностической бригады, выполняющей коррозионные обследования

В.1 Численность персонала диагностической бригады, выполняющей приемочное (первичное) КО, должна составлять не менее двух специалистов, в числе которых:

- два специалиста, аттестованных по ЭК – ЭХЗ и КИ методу НК один из которых должен иметь, квалификацию не ниже II уровня в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный не ниже уровня квалификации II по ВИК методу НК в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

В.2 Численность персонала диагностической бригады, выполняющей комплексное периодическое КО, должна составлять не менее трех специалистов, в числе которых:

- два специалиста, аттестованных по ЭК – ЭХЗ методу НК один из которых должен иметь, квалификацию не ниже II уровня в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный не ниже уровня квалификации II по ЭК – КИ методу НК в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный по ВИК методу НК не ниже II уровня в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный не ниже уровня квалификации II по УТ (УК) методу НК в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

В.3 Численность персонала диагностической бригады, выполняющей детальное комплексное КО, должна составлять не менее трех специалистов, в числе которых:

- два специалиста, аттестованных по ЭК – ЭХЗ методу НК не ниже II уровня квалификации в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- два специалиста, аттестованных по ЭК – КИ методу НК не ниже II уровня в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный по ВИК методу НК не ниже II уровня в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный не ниже уровня квалификации II по УТ (УК) методу НК в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

СТО Газпром 9.4 – XXX – 201X

В.4 Численность персонала диагностической бригады, выполняющей инспекционно-техническое КО, должна составлять не менее двух специалистов, аттестованных по ЭК (ЭХЗ и КИ) методу НК не ниже II уровня.

В.5 Численность персонала диагностической бригады, выполняющей специальное комплексное КО, должна составлять не менее трех специалистов, в числе которых:

- три специалиста, аттестованных по ЭК - ЭХЗ методу НК не ниже II уровня квалификации в соответствии с ПБ 03-440-02 [15]

- два специалиста, аттестованных по ЭК – КИ методу НК не ниже II уровня в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный по ВИК методу НК не ниже II уровня в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный не ниже уровня квалификации II по УТ (УК) методу НК в соответствии с ПБ 03-440-02 [15];

- один специалист, аттестованный по МК (с методом магнитной памяти металла) не ниже II и БМД (при необходимости).

В.6 Допускается совмещение работ по нескольким методам НК одним специалистом при условии его соответствующей аттестации.

В.7 Для объектов, находящихся на территории Республики Армения, специалисты должны быть аттестованы в соответствии со Стандартом предприятия [16], Республики Беларусь – в соответствии с СТБ EN 473-2011 [17].

Приложение Г

(рекомендуемое)

Форма паспорта противокоррозионной защиты объекта

Форма паспорта противокоррозионной защиты объекта приведена в таблице Г.1.

Т а б л и ц а Г. 1 - Форма паспорта противокоррозионной защиты объекта

Паспорт противокоррозионной защиты объекта	
(тип объекта)	(наименование)
_____ на участке _____ км _____ км	
_____ (наименование Заказчика)	
Показатели	Значения
1 Технические данные объекта	
1.1 Длина участка трубопровода, км	
1.2 Диаметр трубопровода, мм	
1.3 Год ввода в эксплуатацию трубопровода	
1.4 Глубина укладки до верхней образующей поверхности трубопровода (min/max), м/м	
1.5 Тип и материал изоляции трубопровода	
1.6 Тип и материал обертки трубопровода	
1.7 Способ нанесения защитного покрытия трубопровода	
1.8 Оценка качества защитного покрытия методом катодной поляризации, Ом/м ²	
1.9 Интегральная оценка защитного покрытия по данным комплексного обследования, Ом/м ²	
1.10 Температура транспортируемого продукта, °С	
1.11 Год ввода в эксплуатацию средств ЭХЗ	
1.12 УКЗ по проекту/УКЗ фактически, шт./шт.	
1.13 Количество ВЭИ (проект/факт), шт./шт.	
1.14 Количество а/д переходов (с кожухом/без кожуха), шт./шт.	
1.15 Количество ж/д переходов (эл.фиц./нет), шт./шт.	
1.16 УДЗ по проекту/УДЗ фактически, шт./шт.	
1.17 Зона влияния блуждающих токов, км-км	
1.18 УКЗ, работающие в автоматическом режиме в зоне влияния блуждающих токов, шт.	
1.19 УКЗ с дистанционным контролем, шт.	
1.20 УКЗ, обеспеченные электроснабжением от вдоль- трассовых ВЛ, шт.	
1.21 УКЗ, обеспеченные электроснабжением от сторонних источников электроснабжения, шт.	
1.22 УПЗ (проект/факт), шт./шт.	

СТО Газпром 9.4 – XXX – 201X

Продолжение таблицы Г.1

Показатели	Значения
1.23 Количество воздушных переходов, шт.	
1.24 Количество подводных переходов (с кожухом/без кожуха), шт.	
1.25 Участки пересечения ВЛ-110 и выше, км	
1.26 Участки параллельного следования ВЛ-110 и выше, км-км	
1.27 Количество КИП; СКИП; КДП (проект/факт), шт./шт.	
1.28 Уровень активной защиты трубопровода по протяженности, %	
1.29 Уровень активной защиты трубопровода во времени, %	
1.30 Участки трубопровода, на которых произведен ремонт (переизоляция) защитного покрытия, км-км	
1.31 Аварии и свищи на трубопроводе, км/год	
1.32 Участки трубопровода, на которых произведен ремонт (замена) трубы, км-км	
2 Установка катодной защиты	
2.1 Категория источника энергоснабжения УКЗ	
2.2 Км-отметка УКЗ/эксплуатационный № УКЗ, км/№	
2.3 Тип СКЗ	
2.4 Режим работы УКЗ, В/А	
2.5 Запас по току поляризации, А	
2.6 Зона защиты УКЗ (от км-до км)	
3 Блок совместной защиты	
3.1 Км-отметка/ эксплуатационный № БСЗ, км/№	
3.2 Тип БСЗ	
3.3 Входной ток, А	
3.4 Сопротивление канала, Ом	
3.5 Ток канала обследуемого сооружения, А	
3.6 U_{T-3} обследуемого сооружения, В	
3.7 U_{T-3} стороннего сооружения, В	
4 Установка дренажной защиты	
4.1 Км-отметка УДЗ/эксплуатационный № УДЗ, км/№	
4.2 Тип СДЗ	
4.3 Ток дренирования СДЗ, А:	
4.4 U_{T-3} максимальный положительный, В	
4.5 U_{T-3} максимальный отрицательный, В	
4.6 U_{P-3} максимальный положительный, В	
4.7 U_{P-3} максимальный отрицательный, В	
5 Установка протекторной защиты	
5.1 Км-отметка УПЗ/эксплуатационный № УПЗ, км/№	
5.2 Тип протекторов	

Продолжение таблицы Г.1

Показатели	Значения
5.3 Количество протекторов, шт.	
5.4 Ток УПЗ, А	
5.5 $U_{к-з}$ «объект-земля», В	
6 Вставка электроизолирующая	
6.1 Км-отметка монтажа ВЭИ, км	
6.2 Тип ВЭИ	
6.3 $U_{т-з}$ до ВЭИ, В	
6.4 $U_{пол.}$ до ВЭИ, В	
6.5 $U_{т-з}$ после ВЭИ, В	
6.6 $U_{пол.}$ после ВЭИ, В	
6.7 ΔU , В	
7 Дорожные переходы	
7.1 Км-отметка дорожного перехода, км	
7.2 Наименование дороги	
7.3 Категория дороги, №	
7.4 $U_{т-з}$ до перехода, В	
7.5 $U_{т-з}$ после перехода, В	
7.6 $U_{к-з}$ до перехода, В	
7.7 $U_{к-з}$ после перехода, В	
7.8 Длина защитного кожуха, м	
7.9 Сопротивление «кожух-труба», Ом	
7.10 Наличие/отсутствие ЭХЗ кожуха (УКЗ/УПЗ)	
7.11 Оценка технического состояния перехода (удовлетворительное, неудовлетворительное)	
8 Подводные переходы	
8.1 Км-отметка подводного перехода, км	
8.2 Наименование водной преграды	
8.3 $U_{т-з}$ до перехода, В	
8.4 $U_{т-з}$ после перехода, В	
8.5 $U_{к-з}$ до перехода, В	
8.6 $U_{к-з}$ после перехода, В	
8.7 Длина защитного кожуха, м	
8.8 Сопротивление «кожух-труба», Ом	
8.9 Наличие/отсутствие ЭХЗ кожуха (УКЗ/УПЗ)	
8.10 Оценка технического состояния перехода (удовлетворительное, неудовлетворительное)	
9 Воздушные переходы	
9.1 Км-отметка воздушного перехода, км	
9.2 Длина воздушного перехода, м	

СТО Газпром 9.4 – XXX – 201X

Окончание таблицы Г.1

Показатели	Значения
9.3 Сопротивление «опора-труба», Ом	
9.4 U_{T-3} перед воздушным переходом, В	
9.5 U_{T-3} после воздушного перехода, В	
9.6 Визуальная оценка состояния защитного покрытия (адгезия, сплошность покрытия)	
<p>Паспорт составлен по данным (приемочного, комплексного периодического, детального комплексного) коррозионного обследования в 20____ году:</p> <p>_____ Договор № _____</p> <p>(наименование Заказчика)</p>	
<p>Паспорт составил:</p> <p>_____</p> <p>(должность) (Ф.И.О.) (подпись) (дата)</p>	

Приложение Д

(обязательное)

Форма акта обследования трубопровода в шурфе

Утверждаю

_____ (должность, наименование Заказчика)

_____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)
« ____ » _____ 20 ____ г.

Акт обследования трубопровода в шурфе

№ _____ от « ____ » _____ 20 ____ г.

1. Краткие сведения об объекте и его технических характеристиках

Наименование объекта	
Рабочее давление, МПа	
Диаметр × толщина стенки трубопровода, мм	
Материал стали трубопровода	
Тип защитного покрытия	

2. Основание для проведения шурфования _____
(ВТД, комплексное коррозионное обследование и т.п)

3. Координаты места шурфования

ПК (км) трубопровода	Дистанция по ВТД	Координаты GPS / Глонасс (широта, долгота)	Привязка на местности	Глубина заложения до верхней образующей трубопровода, м

4. Общие данные места шурфования

Местность (склон, дно оврага, пойма, равнина)	Тип грунта (глина, песок, суглинок, супесь, торф, в воде, в болоте), толщина слоев по порядку сверху	Состояние грунта (сухой, влажный, мокрый и т.п.)	Длина шурфа, м	ρ грунта, Ом	pH грунта	Потенциал в шурфе, В	Температура стенки трубы, °С

5. Контроль состояния защитного покрытия

5.1. Состояние обертки _____
(удовлетворительное, неудовлетворительное: отслоение; гофры; складки; пустоты и т.п)

5.2. Наличие влаги под защитным покрытием _____
(нет/да)

5.3. Повреждение защитного покрытия

Вид повреждения	Координаты (ориентация по часам)	Длина × ширина, мм	Площадь, см ²	Примечание

СТО Газпром 9.4 – XXX – 201X

5.4. Толщина защитного покрытия

Часы	3	6	9	12
Значение, мм				

5.5. Адгезия защитного покрытия

№ измерения	Среднее усилие отслаивания (отрыва) F, Н (кгс)	Величина адгезии А, Н/см (Мпа)	Характер отслаивания (адгезионный, когезионный, смешанный)	Соответствие требованиям НД (соответствует, не соответствует)

5.6. Состояние защитного покрытия _____
(удовлетворительное, неудовлетворительное)

6 Контроль состояния металла трубопровода

6.1 Наличие и характер коррозионных повреждений

Состояние тела трубы (наличие и характер повреждения)	Дефект			Толщина стенки трубы, мм	Примечание
	Координаты (ориентация по часам)	Длина×ширина, мм	Глубина, мм		

6.2 Толщина стенки трубопровода

Часы	3	6	9	12
Значение, мм				

6.3 Состояние металла трубопровода _____
(удовлетворительное, неудовлетворительное)

7. Перечень применяемых приборов

№п/п	Наименование	заводской номер	Дата поверки / калибровки

8. Заключение и рекомендации _____

ПОДПИСАЛИ:

От обследующей организации* _____
(наименование организации Исполнителя)

(должность) (Ф.И.О.) (подпись) (дата)

(должность) (Ф.И.О.) (подпись) (дата)

От эксплуатирующей организации* _____
(наименование организации Исполнителя)

(должность) (Ф.И.О.) (подпись) (дата)

(должность) (Ф.И.О.) (подпись) (дата)

СТО Газпром 9.4 – XXX – 201X

- [7] Положение об организации диагностического обследования, технического обслуживания и ремонта объектов ОАО «Газпром» (утверждено приказом ОАО «Газпром» № 381 от 05 августа 2014 г.)
- [8] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром 9.2-024-2013 Защита от коррозии. Рекомендации по электрохимической защите многониточных систем магистральных газопроводов
- [9] Положение о порядке допуска на объекты ЕСГ ОАО «Газпром» полевых бригад организаций-исполнителей коррозионных обследований (утверждено Первым заместителем начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» С.В. Алимовым 28 марта 2011 г.)
- [10] Стандарт предприятия. Тарифно-квалификационный справочник работ и профессий рабочих ЗАО «Газпром Армения» (ТКС). Согласовано Министерством энергетики и природных ресурсов Республики Армения от 25 июня 2015 г.
- [11] Единый квалификационный справочник должностей служащих (утвержден постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 02 января 2012 г. № 1)
- [12] Рекомендации ПАО «Газпром» Р Газпром 9.4-049-2015 Защита от коррозии. Методические рекомендации по проведению комплексного периодического коррозионного обследования
- [13] Рекомендации ПАО «Газпром» Р Газпром 9.4-050-2015 Защита от коррозии. Методические рекомендации по проведению детального комплексного коррозионного обследования

Ключевые слова: защита от коррозии, коррозионное обследование, объекты ПАО «Газпром», основные требования, диагностические бригады, отчетная документация
