

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НефтегазТехЭкспертиза»**

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ПРОВЕДЕНИЮ СЕРТИФИКАЦИОННЫХ
ИСПЫТАНИЙ (ОБСЛЕДОВАНИЙ)
ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ
ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

СТО НефтегазТехЭкспертиза 002–2012

Издание официальное

**Общество с ограниченной ответственностью
«НефтегазТехЭкспертиза»**

Москва 2012

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН

Обществом с ограниченной ответственностью
«НефтегазТехЭкспертиза»
(ООО «НефтегазТехЭкспертиза»)

2 СОГЛАСОВАН

Отделом защиты от коррозии Департамента
по транспортировке, подземному хранению и
использованию газа

3 УТВЕРЖДЁН

приказом ООО «НефтегазТехЭкспертиза»

И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ

от «10» сентября 2012 г. № 10/СТ

4 ВВЕДЁН ВЗАМЕН СТО 001 ОТ 15.04.2010 г.

© ООО «НефтегазТехЭкспертиза», 2012

*Распространение настоящего стандарта осуществляется
в соответствии с действующим законодательством*

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	2
3	Термины, определения и сокращения	3
4	Общие положения	7
5	Защитное покрытие	9
5.1	Требования к защитному покрытию подземных трубопроводов	9
5.2	Контроль защитного покрытия	12
6	Средства ЭХЗ	14
6.1	Требования к средствам ЭХЗ	14
6.2	Контроль средств ЭХЗ	15
7	Вставки электроизолирующие	16
7.1	Требования к ВЭИ	16
7.2	Контроль электрического сопротивления ВЭИ	16
8	Средства контроля	17
8.1	Требования к КИП и МСЭ	17
8.2	Контроль КИП	17
8.3	Контроль МСЭ	19
8.4	Методы контроля штатного МСЭ в КИП	19
8.5	Средства телеконтроля УКЗ	22
8.6	Испытания средств телеконтроля УКЗ	23
9	Защищенность трубопровода от коррозии	24
9.1	Требования к защищенности подземных трубопроводов	24
9.2	Методы контроля защищенности	25
9.3	Вредное влияние на сторонние сооружения	29

10	Переходы трубопроводов через авто- и ж/д	30
10.1	Требования к ПКЗ на переходе трубопровода через авто- и ж/д	30
10.2	Контроль ПКЗ перехода трубопровода через авто- и ж/д	31
11	Особенности испытаний ПКЗ КС	31
11.1	Требования к системе ЭХЗ и средствам контроля КС	31
11.2	Контроль ПКЗ КС	32
12	Анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документа- ции.....	34
12.4	Анализ проектной документации	34
12.5	Анализ исполнительной документации	35
12.6	Анализ эксплуатационной документации	35
13	Оформление результатов испытаний	36
14	Сертификационные испытания (обследования) системы ПКЗ дейст- вующих подземных трубопроводов, на которых ранее были проведены сертификационные испытания и оформлен сертификат соответствия требованиям ОАО «Газпром».....	38
Приложение А	Формы представления результатов испытаний элементов ПКЗ	41
Библиография		51

Введение

Противокоррозионная защита трубопровода это сложная система, включающая:

- защитное (изоляционное) покрытие;
- устройства защиты от коррозии (преобразователи, протекторы, анодные заземления, дренажи и т.п.);
- средства контроля (КИП, электроды сравнения, датчики) и системы телеконтроля ЭХЗ для регулярного контроля эффективности ПКЗ.

Система ПКЗ должна функционировать непрерывно во времени, в режимах, обеспечивающих защитный потенциал трубопровода на всей его протяженности и в течении всего срока эксплуатации трубопровода. Учитывая большую протяженность трубопроводов, труднодоступность его некоторых участков обеспечение эффективной защиты от коррозии является трудоемкой задачей, требующей для ее решения высоконадежного оборудования, материалов, передовых технических решений и квалифицированного эксплуатирующего персонала. Проверка и подтверждение соответствия средств ПКЗ требованиям ОАО «Газпром» позволят повысить эксплуатационную надежность, как средств защиты оборудования от коррозии, так и эксплуатационную надежность трубопроводов.

В настоящем стандарте приведены требования, предъявляемые в ОАО «Газпром» к средствам ПКЗ и средствам контроля, и даны методические рекомендации по выполнению работ при проведении испытаний системы противокоррозионной защиты подземных трубопроводов.

При разработке настоящего стандарта использован опыт проведенных ранее приемочных обследований ПКЗ трубопроводов и результаты анализа полученных при этом данных. В процессе разработки настоящего стандарта обобщены и проанализированы основные ошибки допущенные персоналом при

проведении приёмочных обследований, по результатам чего уточнены методы проведения измерений и интерпретации их результатов.

Настоящий стандарт может оказаться полезными для всех организаций проводящих электрометрические обследования подземных трубопроводов.

**СТАНДАРТ
ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НефтегазТехЭкспертиза»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ПРОВЕДЕНИЮ СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ (ОБСЛЕ-
ДОВАНИЙ) ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ
ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

Дата введения: 10.09.2012 г.

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт предназначен для проведения испытаний систем противокоррозионной защиты (далее – ПКЗ) подземных трубопроводов ОАО «Газпром».

1.2 Положения настоящего стандарта распространяются на работы, выполняемые при испытаниях систем противокоррозионной защиты подземных магистральных трубопроводов, газопромысловых и газораспределительных трубопроводов, трубопроводов подземных хранилищ газа.

1.3 В настоящем стандарте приведены состав выполняемых работ при проведении испытаний противокоррозионной защиты подземных трубопроводов, а также требования к оформлению и содержанию результатов испытаний.

1.4 В настоящем стандарте изложены требования ОАО «Газпром» к средствам ПКЗ и средствам контроля и даны методические рекомендации по выполнению работ при проведении испытаний системы ПКЗ подземных трубопроводов

1.5 Настоящий стандарт разработан с учетом требований СТО Газпром 2-2.3-310.

1.6 Требования стандарта подлежат соблюдению в ООО «НефтегазТехЭкспертиза» и его структурных подразделениях с даты введения стандарта в действие.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и классификаторы:

- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
- ГОСТ ИСО 9.602-2005. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»
- СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования МГ»
- СТО Газпром 2-6.2-149-2007 Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО "Газпром"
- СТО Газпром 9.2-003-2009 «Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений»
- СТО Газпром 2-2.3-310-2009 "Организация коррозионных обследований объектов ОАО "Газпром". Основные требования",
- 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 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 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов
- «Руководство по эксплуатации систем ПКЗ трубопроводов» М. ВНИИГАЗ.2004
- ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных газопроводов, Москва, 2001г.

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 заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 анодное заземление: Элемент системы катодной защиты, осуществляющий контакт положительного полюса преобразователя установки катодной защиты с грунтом для создания защитного тока.

3.1.2 блуждающий ток: Ток, стекающий с токоведущих частей электрических установок в окружающий грунт.

3.1.3 вставка электроизолирующая: Фланцевое или муфтовое механическое соединение труб, обеспечивающее их электрическое разделение.

3.1.4 глубинное анодное заземление: Анодное заземление, вертикально устанавливаемое в грунт в специально пробуренные скважины, глубина заложения которого более чем на 5 м превышает глубину почвенного слоя.

3.1.5 дренажная защита: Защита от коррозии, вызываемой блуждающими токами, с помощью электрических дренажей.

3.1.6 защитное покрытие: Слой или система слоев веществ, наносимых на поверхность металла с целью защиты от коррозии.

3.1.7 защитный потенциал: Потенциал сооружения при его катодной поляризации, обеспечивающий заданное торможение коррозионного процесса.

3.1.8 катодная защита: Электрохимическая защита, основанная на смещении потенциала объекта защиты в область отрицательных значений.

3.1.9 катодная поляризация: Смещение потенциала сооружения от потенциала свободной коррозии (стационарного) в отрицательную сторону под действием внешнего наложенного тока.

3.1.10 контрольно-измерительный пункт: Устройство для контроля параметров электрохимической защиты и/или коммутации средств ЭХЗ.

3.1.11 коррозионный мониторинг: Систематический сбор, накопление и анализ данных об изменении во времени коррозионного состояния защищаемых объектов, средств и параметров, а также условий и интенсивности коррозионного воздействия внутренних и внешних факторов на металлические конструкции и сооружения.

3.1.12 максимальный защитный потенциал: Максимально допустимое по абсолютной величине значение потенциала, при котором обеспечивается защита сооружения от коррозии и отсутствует отрицательное влияние на характеристики защитного покрытия и металла сооружения.

3.1.13 медносульфатный электрод сравнения: Электрод сравнения, в котором медный электрод помещен в насыщенный раствор сернокислой меди.

3.1.14 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 изоляционного покрытия

3.1.15 потенциал сооружения: Разность потенциалов между сооружением и электродом сравнения.

3.1.16 поляризационный потенциал; потенциал БОС: Потенциал сооружения без омической составляющей.

3.1.17 потенциал свободной коррозии (стационарный, естественный): Потенциал сооружения в коррозионной среде при отсутствии внешнего наложенного тока.

3.1.18 потенциал с омической составляющей; потенциал СОС: Измеряемый потенциал сооружения при его катодной защите, включающий величины падения напряжения в грунте или в электролите и защитном покрытии.

3.1.19 преобразователь катодной защиты: Устройство, преобразующее переменный ток в постоянный в установках катодной защиты.

3.1.20 протектор: Устройство, изготовленное из сплава, имеющего более отрицательный электродный потенциал, чем потенциал защищаемого сооружения.

3.1.21 протекторная защита: Защита от коррозии с помощью протекторов, подсоединяемых к сооружению.

3.1.22 размах потенциала: Абсолютная величина алгебраической разности между максимальным и минимальным значением измеренного потенциала

3.1.23 система электрохимической защиты: Комплекс оборудования, обеспечивающий электрохимическую защиту и контроль защищенности сооружения от коррозии.

3.1.24 станция катодной защиты: Электротехнический комплекс устройств, предназначенный для преобразования переменного напряжения сети в регулируемое постоянное напряжение, содержащий также устройства сопряжения с телемеханикой и средства измерения.

3.1.25 установка дренажной защиты: Комплекс устройств, состоящий из электрического дренажа, дренажной линии и контрольно-измерительных пунктов, обеспечивающий отвод токов из сооружения к источнику блуждающих токов.

3.1.26 установка катодной защиты: Комплекс устройств, состоящий из источника электроснабжения, преобразователя (станции) катодной защиты, дренажной линии, анодного заземления и контрольно-измерительного пункта.

3.1.27 установка протекторной защиты: Комплекс устройств, включающий один или несколько протекторов, провода (кабели) и контрольно-измерительный пункт.

3.2 В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АЗ	– анодное заземление;
БСЗ	– блок совместной защиты;
ВЛ	– воздушная линия электропередачи;
ВЭ	– вспомогательный электрод;
ВЭИ	– вставка электроизолирующая;
ГАЗ	– глубинное анодное заземление;
ГРС	– газораспределительная станция;
ГИС	– газоизмерительная станция;
ДП	– диспетчерский пункт и/или компьютер службы ЭХЗ;
ИПИ	– искатель повреждения изоляции;
КИП	– контрольно-измерительный пункт;
КС	– компрессорная станция;
ЛЧМГ	– линейная часть магистрального газопровода;
МСЭ	– медносульфатный электрод;
НД	– нормативный документ;
ОУКЗ	– опытная УКЗ;
Потенциал СОС	– потенциал с омической составляющей;
Потенциал БОС	– потенциал без омической составляющей;

ПрАЗ	– протяженное анодное заземление;
ПХГ	– подземное хранилище газа;
СДС	– система добровольной сертификации;
СКЗ	– станция катодной защиты;
УДЗ	– установка дренажной защиты;
УКЗ	– установка катодной защиты;
УКПГ	– установка комплексной подготовки газа;
УПЗ	– установка протекторной защиты;
ЭХЗ	– электрохимическая защита;
$U_{мз\ иэ}$	– потенциал, измеренный штатным электродом;
$U_{мз\ кэ}$	– потенциал, измеренный контрольным (переносным)

электродом

4 Общие положения

4.1 Оценка соответствия ПКЗ подземных трубопроводов проводится в формах испытаний и подтверждения соответствия эксплуатирующегося трубопровода, а также приёмки и ввода в эксплуатацию объекта, строительство (реконструкция) которого закончено.

4.2 Целью оценки соответствия является определение соответствия ПКЗ построенного (реконструированного) участка трубопровода, а также эксплуатирующегося трубопровода требованиям ОАО «Газпром» и проекта.

4.3 Основные задачи оценки соответствия ПКЗ подземных трубопроводов:

- констатация (описание) фактического состояния средств ПКЗ и оценка соответствия требованиям НД;

- подтверждение соответствия расположения и подключения средств ПКЗ проектным решениям;

- оценка защищенности объекта и состояния защитных покрытий, технического состояния УКЗ, УДЗ, УПЗ, КИП, средств телеконтроля и корро-

зионного мониторинга, ВЭИ, состояния трубопровода в местах переходов через автомобильные и железные дороги;

– оценка достаточности оснащения средствами ЭХЗ (УКЗ, УПЗ, УДЗ, ВЭИ), для обеспечения эффективной защитой объекта по протяженности и во времени;

– разработка рекомендаций по корректировке и эксплуатации ПКЗ обследованного объекта.

4.4 Испытания ПКЗ подземных трубопроводов могут проводиться в рамках приемочного, комплексного или детального обследования, а также – при проведении подтверждения соответствия в форме добровольной сертификации.

4.5 Испытания выполняются не ранее шести месяцев после засыпки подземного сооружения.

4.6 Результаты проведенных испытаний приводят в виде отчета о проведенных сертификационных обследованиях ПКЗ трубопровода.

4.7 Организация, проводящая испытания (Исполнитель), должна быть признана компетентной в качестве испытательной лаборатории в Системе добровольной сертификации ГАЗПРОМСЕРТ.

4.8 Организационные мероприятия по подготовке и проведению испытаний выполняют в соответствии с документами СДС ГАЗПРОМСЕРТ и СТО Газпром 2-2.3-310.

4.9 Исполнитель должен обеспечить проведение поверки и калибровки используемых средств измерений и диагностической аппаратуры на весь период выполнения работ в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-310.

5 Защитное покрытие

5.1 Требования к электрическому сопротивлению защитного покрытия подземных трубопроводов

5.1.1 Состояние защитного покрытия трубопровода после его укладки и засыпки грунтом, а также эксплуатирующегося трубопровода, оценивают по величине электрического сопротивления покрытия. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 сопротивление покрытия на законченных строительством и засыпанных участках трубопровода (в зависимости от конструкции покрытия) должно быть не менее 50000 (100000; 300000) Ом·м².

5.1.2 Обобщенные требования к величине электрического сопротивления покрытия нового трубопровода в зависимости от конструкции покрытия приведены в таблице 5.1. Конкретные значения электрического сопротивления покрытия для любой конструкции защитного покрытия, применяемого для изоляции подземных трубопроводов приведены в таблицах 2 и 3 ГОСТ Р 51164.

Т а б л и ц а 5.1 – Сопротивление покрытия на законченных строительством и засыпанных участках трубопровода

Тип защитного покрытия		Сопротивление покрытия тру- бопровода $R_{из}$, Ом·м ²
Усиленные	Трех- и двухслойные полимерные покрытия на основе термореактивных смол и полиолефина	$3 \cdot 10^5$
	Покрытия на основе термоусаживающихся материалов	
	Все остальные покрытия кроме мастичных и полимерно-битумных	$1 \cdot 10^5$
	Мастичные и полимерно-битумные покрытия	$5 \cdot 10^4$

Тип защитного покрытия	Сопротивление покрытия тру- бопровода $R_{из}$, $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$
Все покрытия нормального типа	$5 \cdot 10^4$

5.1.3 Сопротивление покрытия для всех видов покрытий не должно уменьшаться более чем в 3 раза через 10 лет и более чем в 8 раз через 20 лет эксплуатации.

5.1.4 При проведении испытаний трубопроводов, уложенных и засыпанных более двух лет до обследования, для определения требований к сопротивлению покрытия подземных трубопроводов с учетом времени эксплуатации, следует пользоваться номограммой (Рис. 1).

5.1.5 Независимо от величины сопротивления покрытия (интегральная оценка) при проведении сертификационного испытания проводят локализацию сквозных дефектов защитного покрытия.

5.1.6 Обнаруженные повреждения защитного покрытия должны быть «привязаны» к трассе и занесены в ведомость дефектов в защитном покрытии сооружения.

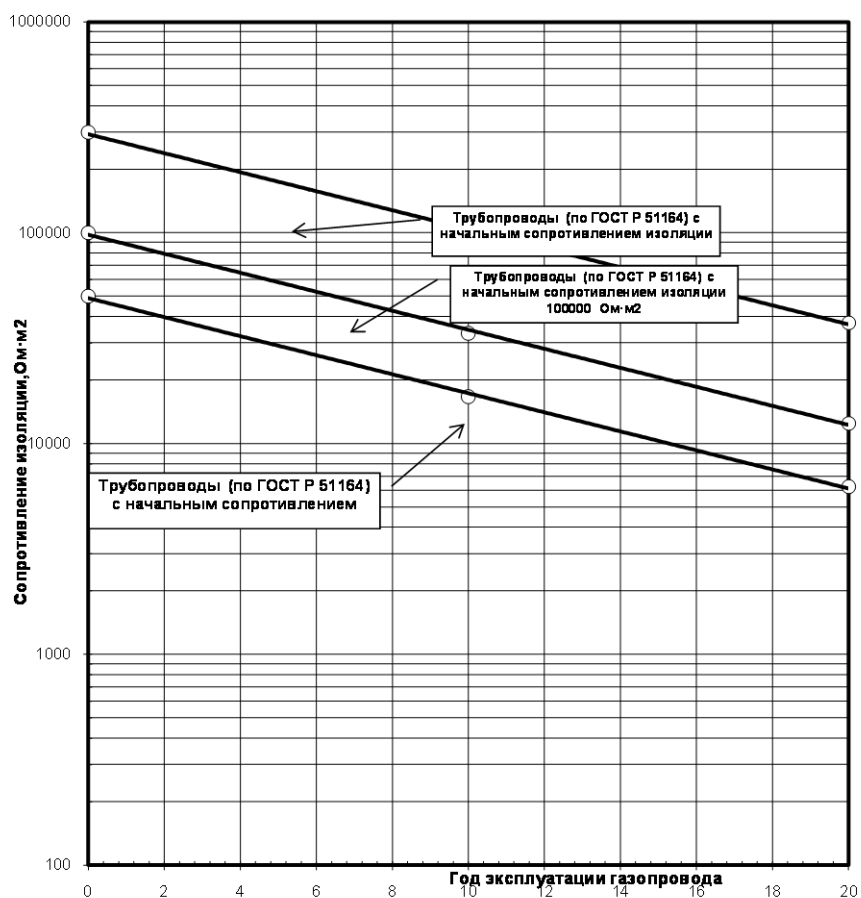


Рис 1. Номограмма для определения требуемой величины сопротивления покрытия в зависимости от срока эксплуатации трубопровода

5.2 Контроль электрического сопротивления защитного покрытия

5.2.1 Интегральная оценка защитного покрытия

5.2.1.1 Сопротивление покрытия участка подземного трубопровода определяют по методике Д2 Приложения Д ГОСТ Р 51164. Измерения по методикам ГОСТ Р 51164 выполняют по всей зоне действия УКЗ*. Зоной действия является участок трубопровода, на котором потенциалы при включенной УКЗ отличаются от значений естественных потенциалов более чем на 10 мВ.

5.2.1.2 Сопротивление покрытия целесообразно определять участками, протяженностью $10 \div 20$ км.

5.2.1.3 Измерения проводят таким образом, чтобы в зоне действия УКЗ не было отводов от трубопровода и электрических контактов с другими трубопроводами и сторонними сооружениями.

5.2.1.4 На время проведения измерений отключают все протекторы, подключенные к трубопроводу и все регулируемые и нерегулируемые перемычки с другими сооружениями и объектами (в т.ч. и кожухи переходов под дорогами).

5.2.1.5 При наличии отводов, измерения следует проводить при пониженной силе поляризующего тока, чтобы эти отводы не попали в зону действия УКЗ. Допускается проводить измерения при развернутой маломощной ОУКЗ. Если организовать такие схемы измерений невозможно, то при расчете сопротивления покрытия из силы тока УКЗ следует исключить величину тока, расходуемую на ЭХЗ отводов. Величину тока, расходуемую на отвод, определяют по величине падения напряжения на участке отвода и его электрического сопротивления.

5.2.1.6 На участках трубопроводов, подверженных действию блуждающих токов с размахом более 40 мВ, интегральную оценку покрытия проводят по величине затухания переменного тока с помощью аппаратуры электромагнитной диагностики (в т.ч. токовых топографов). Измерения и расчет сопро-

* Зону действия УКЗ не путать с зоной защиты.

тивления покрытия участка трубопровода проводят по методике ВРД 39-1.10-026-2001 [2]. При этом измерения следует проводить с шагом $50 \div 100$ м, а сопротивление покрытия определять на участках протяженностью $2 \div 5$ км.

5.2.1.7 При пользовании методикой [2] следует иметь в виду следующее:

- по результатам измерений определяют переходное сопротивление, поэтому для определения сопротивления покрытия из величины переходного сопротивления следует вычесть значение сопротивления растеканию трубопровода;

- критериальные значения для оценки состояния изоляции, приведенные в методике [2], не соответствуют действующим требованиям, поэтому при оценке соответствия изоляции требованиям ОАО «Газпром» следует пользоваться значениями, приведенными в табл. 5.1 и рис. 1.

5.2.1.8 Подземные трубопроводы, согласно требованиям ОАО «Газпром», должны оснащаться устройствами для измерения поляризационного потенциала и различными датчиками коррозии. Вспомогательные электроды (ВЭ) и датчики, подключенные к трубопроводу, имеют непосредственный контакт с землей и уменьшают величину электрического сопротивления «труба – земля».

Величина уменьшения этого сопротивления пропорциональна поверхности ВЭ, удельному сопротивлению грунта и диаметру трубопровода. Поэтому при контроле состояния защитного покрытия подземного трубопровода необходимо отключать ВЭ и датчики от трубопровода или учитывать их влияние расчетным способом.

5.2.1.9 Результаты определения сопротивления защитного покрытия по каждому участку оформляют актом (форма Д1 Приложения Д ГОСТ Р 51164) который прилагают к отчёту.

5.2.2 Локализация дефектов защитного покрытия

5.2.2.1 Дефекты защитного покрытия локализуют с помощью приборов-искателей повреждений изоляции или путем измерения потенциалов и/или градиентов потенциалов трубопровода с шагом 1 – 10 метров.

5.2.2.2 На участках трубопроводов, подверженных действию блуждающих токов с размахом более 40 мВ для локализации дефектов применяют приборы-искатели повреждений изоляции на переменном токе.

5.2.2.3 Результаты всех проведенных измерений с привязкой к трассе трубопровода в табличной и графической форме приводят в отчете.

5.2.2.3 Выявленные дефекты должны быть «привязаны» к трубопроводу, к географическим координатам (GPS, ГЛОНАСС) и к не менее чем двум географическим объектам (опора ЛЭП, кран, отдельное сооружение и т.п.). Расстояние до объектов привязки определяют с помощью лазерных дальномеров.

5.2.2.4 Выявленные дефекты защитного покрытия в табличной форме приводят в отчете.

6 Средства ЭХЗ

6.1 Требования к средствам ЭХЗ

6.1.1 Средства ЭХЗ на обследуемом трубопроводе должны обеспечить полную защищенность обследуемого участка от коррозии и соответствовать техническим требованиям ОАО «Газпром» и СТО Газпром 9.2-002.

6.1.2 Количество и места расположения средств ЭХЗ (УКЗ, УДЗ и УПЗ) обследуемого участка трубопровода должны соответствовать проекту.

6.1.3 В системе ЭХЗ трубопровода должен быть предусмотрен дистанционный контроль всех проектируемых УКЗ.

6.2 Контроль средств ЭХЗ

6.2.1 Соответствие количества и места расположения средств ЭХЗ определяют путем сверки фактического расположения осмотренных при испытаниях средств ЭХЗ с проектными решениями.

Недостающие средства ЭХЗ и отклонения от проектных решений отмечают в отчете.

6.2.2 Обеспеченность электропитания определяют в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-6.2-149.

6.2.3 Соответствие УКЗ (УДЗ, протекторов) техническим требованиям ОАО «Газпром» определяют путем сравнения типа и марки УКЗ (УДЗ, протекторов) с «Реестром (Перечнем) оборудования допущенного к применению в ОАО «Газпром».

6.2.4 Примененные в системе ЭХЗ средства, не соответствующие требованиям ОАО «Газпром», приводят в отчете.

6.2.5 Полноту защищенности от коррозии и достаточность средств ЭХЗ определяют путем измерения потенциалов по всей протяженности обследуемого трубопровода. Методы измерения потенциалов и оценки защищенности от коррозии приведены в разделе 9 настоящего стандарта.

6.2.6 Работоспособность и оценку технического состояния средств ЭХЗ определяют путем осмотра средств ЭХЗ и измерения электрических параметров элементов УКЗ (УДЗ, УПЗ).

6.2.7 Измеряемые параметры приведены в формах 2 – 4 Приложения А. Формы 2 – 4 заполняют отдельно для каждого устоя ЭХЗ и прилагают к отчету.

6.2.8 Если измеренное сопротивление растеканию тока АЗ и расчетное сопротивление анодных и дренажных проводов и кабелей отличаются более чем на 20% от величины измеренного сопротивления внешней цепи УКЗ, дополнительно выполняют измерение электрического сопротивления анодных

и дренажных проводов и кабелей с целью определения качества монтажа анодных и дренажных кабелей.

6.2.9 При наличии в УКЗ резервного преобразователя оценивают рабочие параметры (сила тока, напряжение) и работоспособность резервного преобразователя и БАВР. В отчете констатируют техническое состояние и выявленные несоответствия.

7 Вставки электроизолирующие

7.1 Требования к ВЭИ

7.1.1 Количество и места расположения ВЭИ на обследуемом участке трубопровода должны соответствовать проекту. ВЭИ должны соответствовать требованиям ОАО «Газпром».

7.1.2 Рядом с ВЭИ должны быть установлены КИП для контроля электрического сопротивления ВЭИ и оценки эффективности катодной защиты участков трубопровода, примыкающих к вставке.

7.2 Контроль электрического сопротивления ВЭИ

7.2.1 Соответствие количества и места расположения ВЭИ определяют путем сверки фактического расположения осмотренных при испытаниях ВЭИ и КИП с проектными решениями. Недостающие ВЭИ и отклонения от проектных решений отмечают в отчете.

7.2.2 Соответствие ВЭИ техническим требованиям ОАО «Газпром» определяют путем сравнения типа и марки ВЭИ с «Реестром (Перечнем) оборудования допущенного к применению в ОАО «Газпром».

7.2.3 Контроль электрического сопротивления ВЭИ катодно-защищенных трубопроводов осуществляют при отключенных токоотводах, протекторах, искроразрядниках и шунтах путем измерения напряжения постоянного тока и сопротивления переменному току между участками трубопровода по обеим сторонам ВЭИ.

Необходимо также и выполнить измерение силы тока, протекающего через шунт между трубами. Изолирующее соединение считают исправным, если выполнено, хотя бы одно из условий:

$$U > 0,2\text{В}; \quad R > 0,1\text{Ом}; \quad I > 0,1\text{А}$$

7.2.4 При отсутствии катодной защите контроль ВЭИ проводят методом опытных УКЗ в соответствии с Руководством [3]. Временный анодный заземлитель должен устанавливаться на расстоянии не ближе 15 м от ВЭИ на той стороне трубопровода, к которой подключена ОУКЗ. Если при включении защитного тока, потенциал трубы на противоположной стороне ВЭИ остается без изменения или смещается в положительную область, то сопротивление изоляции ВЭИ можно считать удовлетворительным. Если потенциал сдвигается в отрицательную сторону, на любую величину, то изолирующее соединение считается неудовлетворительным.

7.2.5 Результаты измерений заносят в формы 5 или 6, приведённые в Приложении А, которые прилагают к отчёту.

8 Средства контроля

8.1 Требования к КИП и МСЭ

8.1.1 Количество и места расположения КИП обследуемого участка трубопровода должны соответствовать проекту и требованиям ОАО «Газпром» и п.6.1 ГОСТ Р51164.

8.1.2 КИП на обследуемом трубопроводе должны соответствовать техническим требованиям ОАО «Газпром».

8.2 Контроль КИП

8.2.1 Соответствие количества, типа и места расположения КИП определяют путем сверки фактического расположения осмотренных при испытаниях КИП с проектными решениями. Недостающие КИП и отклонения от проектных решений отмечают в отчете.

8.2.2 Для контроля контакта контрольного провода КИП с трубой необходимо выполнить измерение сопротивления растеканию тока трубопровода через контрольный провод КИП (см. рис 8.1). Токовый электрод измерительной установки должен быть отнесен на расстояние не ближе 50 м, а потенциальный электрод не ближе 40 м от трубопровода (или крайней нитки многониточного коридора). Измеренное значение должно соответствовать расчетному «входному сопротивлению» трубы, определяемому по формуле (1).

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

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

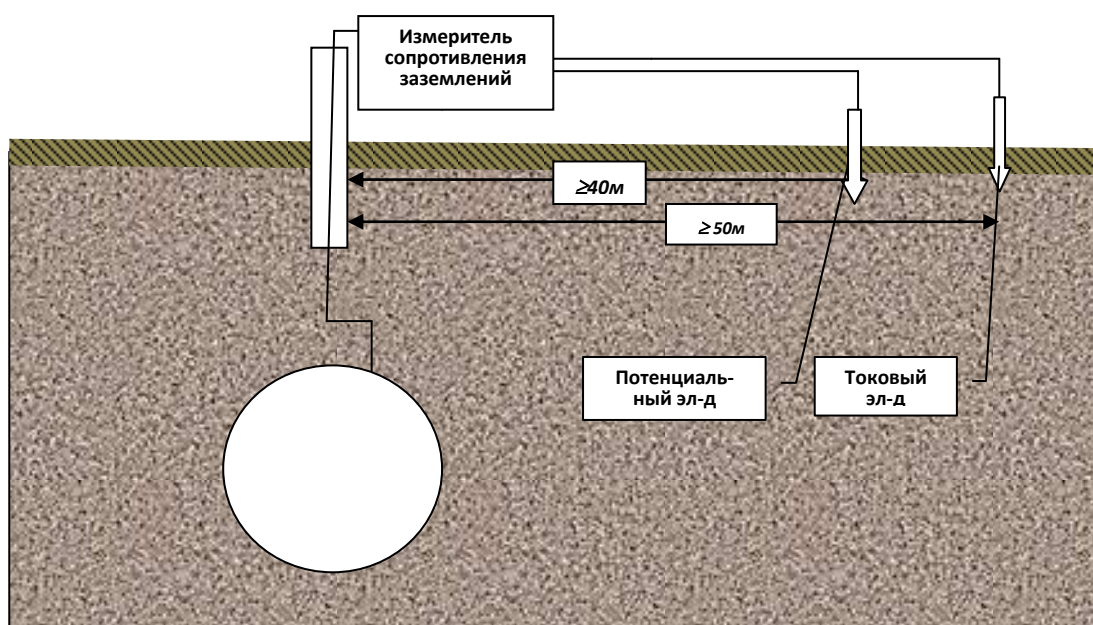


Рис. 8.1. Схема выполнения измерений для оценки контакта контрольного вывода КИП с трубой

Переходное сопротивление трубопровода рассчитывают исходя из значений, приведенных в табл. 5.1, а продольное – из справочной таблицы 5.6.1, приведенной в Руководстве [3].

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

8.2.4 Результаты контроля оформляют в соответствии с формой 7 Приложения А и прилагают к отчёту.

8.3 Контроль МСЭ

8.3.1 При проведении испытаний необходимо выполнить обязательный контроль МСЭ КИП, установленных в точке дренажа УКЗ и крановых площадках, КИП на переходах трубопроводов под дорогами и КИП, предназначенных для контроля ВЭИ.

8.3.2 На линейных КИП измерения для контроля работоспособности штатного МСЭ проводят, если измерения потенциалов, выполненные относительно этого МСЭ, вызывают сомнения и/или физически несостоятельны.

8.3.3 К вызываемым сомнение результатам измерений следует отнести аномально высокое/низкое значение измеренных потенциалов, выпадающее из общего фона измеренных потенциалов.

8.3.4 К физически несостоятельным результатам измерений потенциалов относят:

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

8.4 Методы контроля штатного МСЭ в КИП

8.4.1 Контроль МСЭ и ВЭ

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

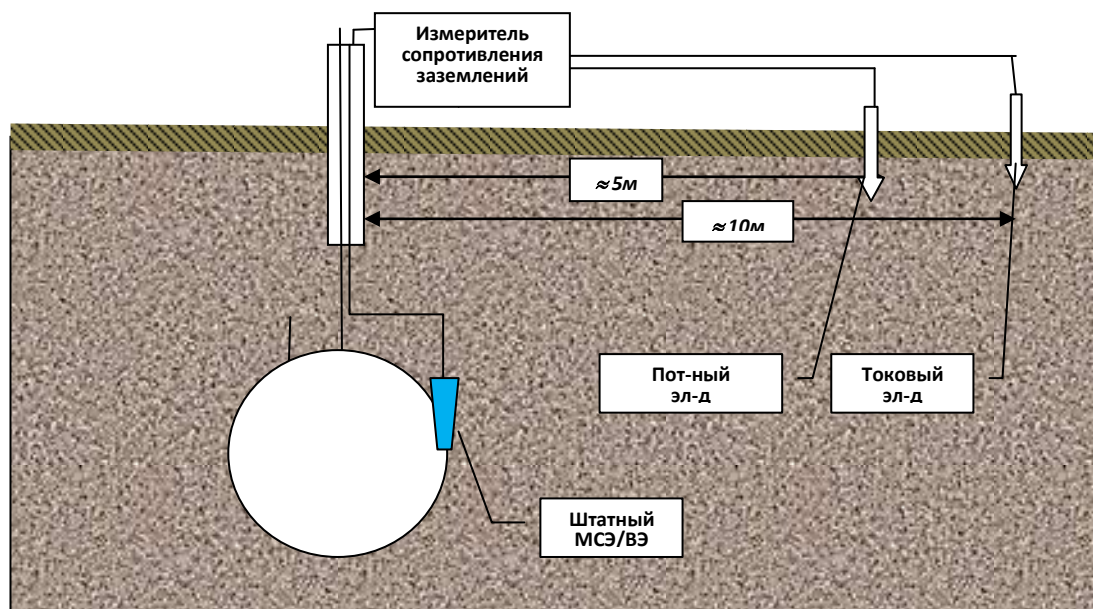


Рис. 8.2. Схема выполнения измерений для оценки контакта контрольного вывода с МСЭ и ВЭ

Потенциальный и токовый электроды измерительной установки относят на 5 м и 10 м, соответственно, по линии перпендикулярной оси трубопровода в соответствии с рис. 8.2. Измеренное сопротивление растеканию тока МСЭ (или ВЭ) должно быть равным величине расчётного сопротивления, определяемому по формуле (2):

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

где S – поверхность мембраны МСЭ (ВЭ), м^2 ;

ρ – удельное сопротивление грунта, $\text{Ом} \cdot \text{м}$.

8.4.2 Критерии пригодности МСЭ

Пригодность МСЭ определяют путем сравнения результатов измерений потенциалов трубопровода выполненных штатным МСЭ и контрольным (переносным) МСЭ, установленным над контролируемым МСЭ. Измерения следует

проводить при отключенных от трубопровода штатных ВЭ и датчиков коррозии. МСЭ считается пригодным, если выполняются следующие условия:

- потенциал БОС по методу отключения тока вспомогательного образца, измеренный штатным МСЭ, отличается от потенциала, измеренного контрольным МСЭ, не более чем на 20 мВ

$$U_{мз шэ} = U_{мз кэ} \pm 20\text{мВ};$$

- вертикальный градиент потенциала между штатным 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 и штатным МСЭ (см. рис. 8.3). При наличии блуждающих токов измерения указанных градиентов потенциала следует проводить одновременно;

- при синхронных отключениях всех УКЗ, влияющих на участок, потенциал отключения трубопровода, измеренный штатным МСЭ, равен потенциалу отключения трубопровода, измеренному контрольным (переносным) МСЭ;

- потенциал СОС трубопровода, измеряемый контрольным МСЭ, всегда отрицательнее потенциала СОС трубопровода, измеряемого «штатным» МСЭ (при отсутствии блуждающих токов);

– при циклических отключениях ближней УКЗ, потенциал СОС трубопровода, измеряемый штатным МСЭ, уменьшается, синхронно отключениям УКЗ.

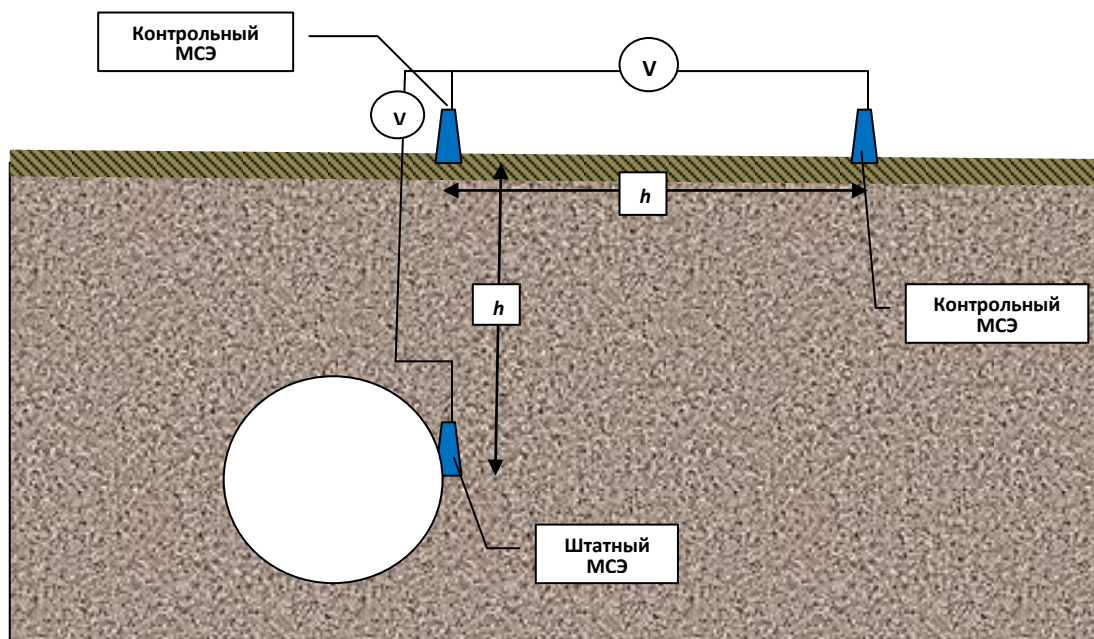


Рис. 8.3. Схема выполнения измерений вертикального и поперечного градиента потенциалов для контроля штатного МСЭ

8.4.3 Результаты контроля оформляют в соответствии с формами 7 и 8 Приложения А и прилагают к отчёту.

8.5 Средства телеконтроля УКЗ

8.5.1 Требования к системам телеконтроля УКЗ

8.5.1 Применяемые системы телеконтроля ЭХЗ могут состоять из средств телеизмерения параметров ЭХЗ и/или средств телерегулирования режимами работы УКЗ.

8.5.2 В зависимости от проекта, как правило, дистанционно измеряются: текущие сила тока и напряжение УКЗ, потенциалы с омической составляющей и без омической составляющей, показания счетчиков наработки и потребленной электроэнергии, несанкционированный доступ в УКЗ.

8.5.3 Телерегулирование УКЗ должно обеспечить дистанционное изменение задаваемого с ДП выходного напряжения и/или силы тока преобразователя.

8.6 Испытания средств телеконтроля УКЗ

8.6.1 Испытания средств телеизмерений заключаются в оценке работоспособности средств и правильности передачи параметров работы от УКЗ на ДП или АРМ ЭХЗ.

8.6.2 Испытания средств телерегулирования заключаются в оценке работоспособности средств и правильности фактического изменения режима работы УКЗ в зависимости от режима, задаваемого с ДП или АРМ ЭХЗ.

8.6.3 Разность величин, измеренных на трассе трубопровода и телеизмерениями, зависит от применяемой системы телеконтроля и должна составлять не более 10%.

8.6.4 Перед проведением испытаний определяют параметры (согласно паспорту на устройство телеконтроля), которые будут испытываться.

8.6.5 При проведении испытаний значения всех параметров считываются с приборов преобразователя или измеряются только на соответствующих клеммах преобразователя.

8.6.6 Испытания проводит два специалиста или две группы специалистов. Одна группа находится на УКЗ, другая – на ДП (АРМ ЭХЗ). Для проведения испытаний необходима устойчивая радио- или мобильная телефонная связь между группами. При проведении испытаний средств телеизмерений, специалисты, находящиеся на УКЗ, изменяют режимы работы УКЗ (0%, 50% 100% и 130% по току или напряжению) от штатного режима и передают их значения по радиосвязи специалистам на ДП. Специалисты на ДП снимают показания параметра с устройства телеконтроля и записывают их в протоколе. Там же записывают фактическое значение проверяемого параметра, измеренного на УКЗ и переданного по радио или мобильной связи.

При проведении испытаний средств телерегулирования, специалисты, находящиеся на ДП, изменяют режимы работы УКЗ (0%, 50% 100% и 130% по

току или напряжению) от штатного режима проверяемого параметра и передают их значения по радио (мобильной) связи специалистам на УКЗ. Специалисты на УКЗ снимают показания параметра преобразователя и записывают их в протоколе. Там же записывают фактическое значение проверяемого параметра, измеренного на УКЗ и переданного по радио (мобильной) связи. Время работы на каждом испытательном режиме должно быть не менее 3 – 5 мин.

Испытания считаются успешными, если разница между значениями параметров на УКЗ и ДП меньше 10% или той величины, которая указана в паспорте устройства телеконтроля.

Правильность передачи показаний счетчиков электроэнергии и счетчиков наработки оценивают сверкой показаний этих приборов на УКЗ и в ДП (АРМ ЭХЗ).

Передачу сигнала несанкционированного открытия двери УКЗ оценивают по факту появления соответствующего сигнала в ДП и службе безопасности, при опытном открытии двери УКЗ.

8.6.7 Результаты контроля оформляют протоколом в соответствии с формами 9 и 10 Приложения А и прилагают к отчёту.

9 Защищенность трубопровода от коррозии

9.1 Требования к защищенности подземных трубопроводов

9.1.1 Система ЭХЗ трубопроводов должна обеспечивать катодную поляризацию на всем протяжении трубопровода в диапазоне потенциалов, согласно таблице 9.1.

9.1.2 Если в проекте трубопровода указаны иные защитные потенциалы, то защищенность оценивают по величине потенциалов, указанных в проекте.

Таблица 9.1 – Защитные потенциалы трубопроводов

Условия эксплуатации	Минимальный защитный потенциал относительно МСЭ, В
----------------------	--

		без омической составляющей	с омической составляющей
По температуре продукта	$T \leq 313 \text{ K (40}^\circ\text{C)}$	– 0,85	– 0,90
	$T > 313 \text{ K (40}^\circ\text{C)}$	– 0,95	– 1,05
По характеристике коррозионной среды	Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м	– 0,95	– 1,05
П р и м е ч а н и я: 1 Величина максимального допустимого поляризационного потенциала не должна быть более отрицательной, чем минус 1,2 В, относительно МСЭ. 2 Величина максимального допустимого поляризационного потенциала на трубопроводах, изготовленных из упрочненных сталей выше класса К60, не должна быть более отрицательной, чем минус 1,1 В, относительно МСЭ 3 Для трубопроводов, температура транспортируемого продукта которых не выше 278 К (5°C), минимальный защитный потенциал устанавливается положительнее приведенных значений на 0,05 В. 4 Минимальные защитные потенциалы СОС применяют в исключительных случаях, когда испытания выполняются на трубопроводах, построенных до 2000 г.			

9.1.3 В зоне действия блуждающих токов, вызванных источниками постоянного тока, система ЭХЗ трубопроводов должна исключать образование анодных зон. Допускается кратковременное анодное смещение потенциала трубы относительно естественного потенциала суммарной продолжительностью не более 4 мин в сутки.

9.2 Методы контроля защищенности

9.2.1 Для оценки защищенности выполняют измерения потенциалов БОС вдоль всего обследуемого участка трубопровода с шагом не менее 1000 м и регистрацию потенциалов СОС.

9.2.2 Измерения потенциала БОС трубопровода следует проводить одним из следующих методов:

- метод отключения тока защиты трубопровода;
- 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.

9.2.3 Результаты измерений с указанием режимов работы УКЗ, при которых были выполнены измерения, в табличном виде и виде потенциальной диаграммы приводят в отчете. При защите обследуемого участка установками, которые защищают несколько ниток, в отчете указывается сила тока защиты обследуемой нитки трубопровода.

9.2.4 Оценка защищенности методом отключения тока защиты сооружения (интенсивный метод)

9.2.4.1 Применение этого метода допускается при обследовании однопроводного трубопровода или раздельной защите обследуемого трубопровода изолированного от смежных (параллельных) трубопроводов и отводов с помощью ВЭИ.

9.2.4.2 Не допускается применение метода отключения при наличии на обследуемом участке трубопровода блуждающих токов с размахом более 25 мВ.

9.2.4.3 Не допускаются проведение интенсивных измерений аддитивным способом.

9.2.4.4 На время проведения измерений все УКЗ, влияющие на потенциалы обследуемого участка, переводят в режим стабилизации тока или напряжения.

9.2.4.5 На время проведения измерений отключают все протекторы, подключенные к трубопроводу.

9.2.4.6 При применении этого метода, прерывателями оснащают *все* УКЗ, влияющие на потенциалы обследуемого участка.

9.2.4.7 Если измеряемые потенциалы отключения отрицательнее –1500 мВ, то это означает, что не на все УКЗ, влияющие на защиту обследованного участка, установлены прерыватели и/или не отключены все протекторы.

При защите трубопровода тиристорными преобразователями, необходимым условием (свидетельством) синхронного отключения всех требующих отключения УКЗ, является отсутствие пульсаций измеряемого потенциала в периоде отключения. Пульсации потенциала для этого определяют с помощью осциллографа или вольтметра переменного напряжения.

9.2.4.8 Если невозможно установить прерыватели на все УКЗ, влияющие на защиту обследуемого участка трубопровода, применяют другие способы измерения потенциалов БОС (см п. 9.2.2).

9.2.4.8 Для компенсации отключений при цикличной работе преобразователей, на каждой УКЗ выставляют скорректированные токовые режимы, соответствующие работе УКЗ без отключений. Эти режимы определяются из формулы (3)

$$I = I_{шт} \cdot K \quad (3)$$

где: I – ток УКЗ, при котором выполняют измерения;

$I_{шт}$ – штатный (рабочий) ток УКЗ;

$T_{вкл}$ – продолжительность времени включения УКЗ;

$T_{откл}$ – продолжительность времени отключения УКЗ;

$K = \frac{T_{вкл} + T_{откл}}{T_{вкл}}$ – коэффициент, определяемый продолжительностями включения и отключения УКЗ.

Для аппаратуры «Поиск-01» (цикл 5с + 0,4с), $K = 1,08$; для аппаратуры «МоДата» (цикл 12с + 3с), $K = 1,25$.

9.2.5. Оценка защищенности при влиянии блуждающих токов на трубопровод

9.2.5.1 На участках подверженных влиянию блуждающих токов, дополнительно к измерениям потенциалов БОС в КИП, выполняют суточные измерения и регистрацию потенциала СОС. Режим регистрации – 1 измерение в 5 – 10 сек в течение 24 часов.

9.2.5.2 Измерения с регистрацией проводят в одной точке на 5 – 10 км обследуемого трубопровода.

9.2.5.3 Измерения с регистрацией результатов проводят преимущественно в знакопеременных и анодных зонах; количество измерений - не менее одного измерения, на 5 км обследуемого участка.

9.2.5.4 При отсутствии данных об участках со знакопеременными зонами трубопровода, регистрацию потенциалов выполняют в точках дренажа УДЗ, на участках максимально приближенных (находящихся в створе) к тяговым подстанциям, участках с минимальными удельными сопротивлениями грунта и участках с предполагаемыми дефектами защитного покрытия.

9.2.5.5 На участках трубопроводов с ВЭИ, подверженных влиянию блуждающих токов, измерения потенциалов с регистрацией проводят с обеих сторон ВЭИ (синхронно).

9.2.5.6 Для участков трубопровода, на которых выполняются измерения и регистрация, определяют значение естественного (стационарного) потенциала. Эти значения могут быть определены путем измерения естественного потенциала какого-либо подземного стального сооружения (защитное заземление опоры ВЛ или УКЗ, стальная колонка КИП и т.п.) находящегося рядом с контрольным участком трубопровода.

9.2.5.7 Соответствие защищенности требованию п. 9.1.2 определяют путем суммирования времени, в течение которого зарегистрированы анодные смещения потенциала трубы (смещения относительно естественного потенциала).

9.2.5.8 Распечатку результатов регистрации в графическом виде, значение естественного потенциала, значение суммарного времени анодных смещений, среднее значение потенциала и режимы работы смежных с участком УКЗ приводят в отчете.

9.3 Вредное влияние на сторонние сооружения

9.3.1 Требования по отсутствию вредного влияния

9.3.1.1 Система ЭХЗ подземных сооружений не должна оказывать вредного (негативного) влияния на сторонние коммуникации и сооружения.

9.3.1.2 Вредным влиянием катодной поляризации защищаемого сооружения на соседние металлические сооружения считают:

- смещение потенциалов защищаемого катодной защитой стороннего металлического сооружения за пределы защитного диапазона;
- появление опасности электрокоррозии на стороннем подземном металлическом сооружении, которое раньше не требовало защиты;
- смещение более чем на 40 мВ в любую сторону стационарного потенциала на кабелях связи, не имеющих катодной поляризации.

9.3.2 Контроль вредного влияния на сторонние сооружения

9.3.2.1 Вредное влияние катодной защиты на сторонние сооружения может встречаться на подземных металлических трубопроводах:

- пересекающих трассу обследуемого трубопровода;
- находящихся в одном трубопроводном коридоре с обследуемым;
- уложенных между обследуемым объектом и анодным заземлением УКЗ обследуемого объекта.

9.3.2.2 Все сооружения предыдущего пункта, включенные и не включенные в совместную схему защиты с обследуемым участком, должны быть проконтролированы на отсутствие (или наличие) вредного влияния.

9.3.2.3 Наличие вредного влияния определяют путем измерения потенциала стороннего сооружения при включенной и отключенной УКЗ обследуемого объекта.

9.3.2.4 Измерения потенциалов выполняют на участках стороннего сооружения с минимальным удельным сопротивлением грунта и наиболее приближенных к обследуемому объекту.

9.3.2.5 Выявленное вредное влияние на сооружения, не включенные в схему совместной защиты, устраняют путем корректировки режимов работы УКЗ. Если корректировка режимов УКЗ не приводит к устранению вредного влияния, то в отчете дают рекомендации об организации совместной ЭХЗ со сторонним объектом.

9.3.2.6 Выявленное вредное влияние на сооружения, включенные в совместную схему защиты, исключают путем корректировки сопротивления резистора БСЗ. Если путем корректировки резистора БСЗ исключить вредного влияния не удастся, то в отчете дают рекомендации о необходимости устранения выявленного вредного влияния.

9.3.2.7 Результаты контроля оформляют протоколом по форме 11 Приложения А и прилагают к отчёту.

10 Переходы трубопроводов под автомобильными и железными дорогами

10.1 Требования к ПКЗ на переходе трубопровода под автомобильными и железными дорогами

10.1.1 Не допускается непосредственный контакт между защитным кожухом и трубой.

10.1.2 Катодная защита защитных кожухов от подземной коррозии на пересечении трубопроводов с автомобильными и железными дорогами должна осуществляться с использованием УПЗ. В случае большой протяженности кожуха и при наличии ВЛ допускается использовать маломощные УКЗ.

10.1.3 Для защитных кожухов подземных трубопроводов на участках пересечения с железными и автомобильными дорогами в грунтах с $\rho > 20$ Ом·м, допускается минимальный поляризационный потенциал более положительный,

чем минус 0,85 В по МСЭ при условии обеспечения безопасной эксплуатации, что должно быть подтверждено технико-экономическим обоснованием. При этом катодное смещение поляризационного потенциала (поляризации) должно быть не менее 100 мВ.

10.1.4 Для защитных кожухов, размещенных в низкоагрессивных грунтах с удельным электрическим сопротивлением свыше 500 Ом·м, ЭХЗ не требуется.

10.1.5 На переходах с обеих сторон должны быть установлены КИП для контроля потенциалов и протекторов.

10.2 Контроль ПКЗ перехода трубопровода под авто- и ж/д

10.2.1 Контроль отсутствия непосредственного контакта между трубой и кожухом определяют путем измерения электрического сопротивления «труба – кожух» и/или потенциалов трубы и потенциалов кожуха.

10.2.3 В случае получения неопределенных результатов разворачивают опытную УКЗ и проводят дополнительные измерения при включенной опытной УКЗ.

10.2.4 Порядок проведения измерений приведен в Руководстве [3].

10.2.5 Результаты контроля оформляют протоколом по форме 12 Приложения А и прилагают к отчету.

11 Особенности испытаний ПКЗ КС

11.1 Требования к системе ЭХЗ и средствам контроля КС

11.1.1 В системе ЭХЗ должна предусматриваться, как правило, комбинированная система глубинных анодов в сочетании с протяженными (или распределенными) АЗ.

11.1.2 Система ЭХЗ должна обеспечивать индивидуальную регулировку тока анодной цепи отдельных заземлителей или групп заземлителей.

11.1.3 Технологические коммуникации вновь построенных и реконструируемых промплощадок должны иметь отдельную ЭХЗ от системы ЭХЗ линейной части трубопроводов. Разделение осуществляется применением изолирующих вставок.

11.1.4 Участки трубопроводов, находящихся под действием ЭХЗ, при наземной прокладке должны быть электрически изолированы от опор.

11.1.5 Для контроля потенциалов на подземных коммуникациях должны быть предусмотрены контрольно-измерительные пункты, оборудованные электродами сравнения длительного действия.

11.1.6 При применении сплошного «твердого покрытия» (бетонные плиты, асфальтирование и т.п.) над подземными технологическими трубопроводами на поверхности земли, в этом покрытии должны быть предусмотрены места, укрытые ковром, для возможности установки переносного МСЭ в грунт над трубопроводом.

11.2 Контроль ПКЗ КС

11.2.1 Контроль соответствия системы ЭХЗ КС требованиям подраздела 11.1 выполняют путем изучения проекта, осмотра средств ЭХЗ, проведения контрольных испытаний УКЗ, ВЭИ, КИП и МСЭ. Результаты оценки соответствия системы ЭХЗ приводят в отчете.

11.2.2 Контроль защитного покрытия

11.2.2.1 Трубопроводы КС гальванически соединены в сложную неоднородную сеть, имеющую взаимопересечения, участки близкого параллельного прохождения и т.д. Элементы этой сети через газоперекачивающее оборудование заземлены на технологические защитные заземления. Это исключает возможность применения методов интегральной оценки электрического сопротивления защитного покрытия. Поэтому состояние защитного покрытия определяют по следующим показателям:

— локальная оценка повреждений по результатам измерений приборами — искателями повреждений изоляции;

- анализ исполнительной документации (акты операционного контроля при строительстве и изоляционно-укладочных работах и т.п.);
- оценка состояния защитного покрытия в шурфах и других доступных местах.

11.2.2.2 Результаты измерений, с привязкой обнаруженных повреждений приводят в отчете.

11.2.3 Контроль защищенности

11.2.3.1 Контроль защищенности выполняют путем измерения потенциалов БОС на всех КИП методом отключения тока поляризации вспомогательного электрода, имитирующего дефект в защитном покрытии. Одновременно с этими измерениями измеряют направление и силу тока «ВЭ-труба».

11.2.3.2 На КС оборудованных ВЭИ для секционирования от ЛЧМГ, выполняют дополнительные измерения потенциалов БОС методом синхронного отключения всех УКЗ КС во всех возможных точках КС.

11.2.3.3 Измерения потенциалов по п.п. 11.2.3.1 и 11.2.3.2 выполняют при штатных режимах работы УКЗ. Если по результатам проведенных измерений выявлены участки с потенциалами несоответствующими приведённым в табл. 9.1, то корректируют (увеличивают или уменьшают) силу защитного тока АЗ, примыкающих (наиболее приближенных) к этим участкам и выполняют повторные измерения. Таким способом «последовательных приближений» определяют рекомендуемые (оптимальные) режимы работы УКЗ. Рекомендуемые режимы и измеренные при этих режимах потенциалы приводят в отчете.

11.2.3.4 Если в УКЗ для защиты КС применены протяженные заземлители, дополнительно выполняют измерения силы тока, стекающего с каждой секции ПрАЗ и определяют плотность тока. Плотность тока с ПрАЗ должна быть не выше предельной плотности тока указанной в указанной в инструкции по эксплуатации установленных ПрАЗ.

11.2.3.5 Описание проведенных измерений и их результаты приводят в отчете.

12 Анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации

12.1 Анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации является важным этапом испытаний ПКЗ подземных трубопроводов.

12.2 Результаты этого анализа должны учитываться при планировании испытаний и формировании рекомендаций.

12.3 Результаты анализа приводят в отчете.

12.4 Анализ проектной документации

12.4.1 При изучении проекта определяют проектные параметры средств ЭХЗ и средств контроля (количество, места монтажа, объекты подключения, типы оборудования и т.п.).

12.4.2 Определяют сооружения, на которые может быть оказано вредное влияние ЭХЗ обследуемого участка.

12.4.3 Проектные решения, не соответствующие требованиям ОАО «Газпром» и национальных стандартов (ГОСТ и ГОСТ Р) должны быть отражены в отчете.

12.4.4 При обследовании КС определяют протяженность и поверхность подземных сооружений подлежащих катодной защите в целом и отдельно подземных газопроводов.

12.4.5 По результатам проведенного анализа должна быть проведена сверка проектных решений с фактическим состоянием средств ЭХЗ и средств контроля.

12.4.6 Название организации выполнившей проект и все отклонения от проекта (согласованные и несогласованные) должны быть отражены в отчете (заполняют соответствующие позиции формы 1, приведённой в приложении А).

12.5 Анализ исполнительной документации

12.5.1 При анализе исполнительной документации изучают:

- акты операционного контроля при изоляционно-укладочных работах;
- акты проверки защитного покрытия методом катодной поляризации;
- протоколы испытаний покрытия приборами искателями повреждений;
- акты на скрытые работы при монтаже анодных заземлений, протекторов, монтаже КИП и МСЭ, укладки кабелей;
- акты индивидуального опробования средств ЭХЗ и системы ЭХЗ в целом;
- акты проверки работоспособности системы дистанционного контроля и телерегулирования;
- протоколы пусконаладочных работ средств ЭХЗ.

12.5.2 Результаты анализа документации учитывают при формировании плана проведения испытаний.

12.5.3 В отчете приводят результаты оценки сопротивления защитного покрытия методом катодной поляризации по каждому участку.

12.5.4 Результаты испытаний покрытия приборами-искателями повреждений учитывают при формировании плана проведения измерений и рекомендаций отчета.

12.6 Анализ эксплуатационной документации

12.6.1 При анализе эксплуатационной документации изучают:

- результаты электрометрических обследований и результаты ВТД трубопроводов, уложенных в одном коридоре с обследуемым трубопроводом;
- результаты предыдущих обследований (при испытаниях трубопровода эксплуатирующегося более 5 лет);
- журналы УКЗ, УДЗ, УПЗ.

12.6.2 По результатам анализа документации определяют:

- участки повышенной и высокой коррозионной опасности;
- участки с коррозионными повреждениями;

– оценивают причины отказов, время простоя средств ЭХЗ, оценивают надежность средств ЭХЗ, определяют участки требующие более тщательного обследования.

12.6.3 Результаты анализа приводят в отчете и учитывают при формировании плана проведения испытаний и рекомендаций.

13 Оформление результатов испытаний

13.1 Отчет по результатам сертификационных испытаний должен содержать разделы:

- Введение;
- Порядок проведения работ;
- Полученные результаты;
- Выводы и рекомендации;
- Приложения.

13.2 В разделе «Введение» указывают: цель и задачи проведения работ, данные обследуемого объекта, его технические характеристики и условия эксплуатации, описание системы ПКЗ. В разделе должны быть указаны «привязки» начала и конца обследованного участка к постоянным элементам газопровода (кран, точка врезки отвода, переход под авто или ж/д и т.п.); «привязка» к КИП или к знакам закрепления не допускается.

13.3 В разделе «Порядок проведения работ» приводят методы контроля, которые применялись при проведении испытаний, и обоснование применения этих методов контроля.

В отчете не следует приводить описания методов измерений, процедура которых описана в действующих национальных стандартах или стандартах ОАО «Газпром», если измерения выполнены в соответствии с описанными в них процедурами.

В разделе приводят также перечень используемых средств измерений и оборудования, данные об их поверке или калибровке.

13.4 Раздел «Полученные результаты». В начале раздела приводят форму 1 в соответствии с Приложением А. Раздел должен содержать описание и результаты контроля элементов ПКЗ испытанного трубопровода, с констатацией соответствия или несоответствия, в следующей последовательности:

- защитные покрытия;
- средства ЭХЗ;
- телеконтроль УКЗ (УДЗ);
- КИП и МСЭ;
- ВЭИ;
- виды блуждающих токов, влияющих на трубопровод и их источники;
- защищенность обследованного участка трубопровода;
- отсутствие/наличие вредного влияния на сторонние сооружения;
- ПКЗ защитных кожухов на переходах через авто и ж/д.

В случае необходимости приводят описание особенностей при проведении испытаний.

13.5 В разделе «Выводы и рекомендации» приводят:

- результаты анализа проектной и эксплуатационной документации;
- результаты анализа проведенных измерений;
- констатацию соответствия или несоответствия элементов ПКЗ трубопровода требованиям ОАО «Газпром»;
- перечень элементов ПКЗ трубопровода, не соответствующих требованиям ОАО «Газпром»;
- рекомендации (в случае необходимости) по доведению параметров испытанных элементов ПКЗ до соответствующих требований.

13.6 В разделе «Приложение» приводят результаты и протоколы измерений в виде заполненных форм 2 – 12. Допускается объединение результатов однородных измерений в общую табличную форму.

Обязательным приложением к отчету является масштабная схема обследованного трубопровода с привязкой:

- всех средств ЭХЗ (УКЗ, УДЗ, УПЗ);
- всех КИП;
- всех ВЭИ;
- переходов через дороги с защитными патронами, водные переходы;
- всех сторонних коммуникаций, на которые может быть оказано вредное влияние;
- знакопеременных и анодных участков;
- мест регистрации потенциалов;
- мест установки опытных УКЗ видов и типов защитных покрытий, УКЗ, участков ПКО, ВКО, электроснабжения.

13.7 Отчет должен быть согласован с эксплуатирующей организацией.

13.8 Отчет в сброшюрованном виде в количестве 3 экземпляров и в цифровом виде (оптические носители CD-R или DVD±R) представляется в орган по сертификации.

14 Сертификационные испытания (обследования) системы ПКЗ действующих подземных трубопроводов, на которых ранее были проведены сертификационные испытания и оформлен сертификат соответствия требованиям ОАО «Газпром».

14.1 В соответствии с Правилами сертификации, сертификат соответствия ПКЗ требованиям ОАО «Газпром» оформляется на срок до 5 лет. За это время характеристики некоторых элементов системы ПКЗ в результате функционирования или влияния сторонних факторов могут выйти за пределы, регламентируемые действующими НД ОАО «Газпром» и ГОСТ.

14.2 В настоящем разделе приведены объемы испытаний системы противокоррозионной защиты действующих подземных трубопроводов, на которых ранее были проведены сертификационные испытания и оформлен сертификат соответствия систем ПКЗ требованиям ОАО «Газпром».

14.3 На трубопроводах с первичным сертификатом соответствия выданным ранее 20 лет, сертификационные обследования выполняют в полном объеме в соответствии с требованиями настоящим СТО.

14.4 Испытания ПКЗ подземных трубопроводов, на которых ранее были проведены сертификационные испытания и оформлен сертификат соответствия систем ПКЗ требованиям ОАО «Газпром» могут проводиться в рамках комплексного периодического или комплексного детального коррозионного обследования или специального обследования в соответствии с требованиями настоящего раздела.

14.5 Защитные покрытия

14.5.1 Интегральную оценку сопротивления изоляции трубопровода выполняют на всем протяжении обследуемого участка.

14.5.2 Сопротивление покрытия целесообразно определять участками, протяженностью $10 \div 20$ км.

14.5.3 Оценку сопротивления изоляции выполняют в соответствии с п. 5.2.1 настоящего СТО.

14.5.4 Дополнительно, при проведении сертификационного испытания, проводят локализацию сквозных дефектов защитного покрытия. Локализацию сквозных дефектов проводят:

- на участках несоответствующих по интегральной оценке,
- на участках, протяженностью 50 м (± 25 м по ходу газа), где проводилось вскрытие и ремонт защитного покрытия трубопровода (врезки, приварка кабелей КИП, монтаж маркеров для ВТД, шурфование и т.п.);
- на участках протяженностью 50 м (± 25 м по ходу газа) от каждого коррозионного дефекта, выявленного ВТД.

14.5.6 Локализацию сквозных дефектов защитного покрытия выполняют в соответствии с п. 5.2.2 настоящего СТО.

14.6 Контроль средств ЭХЗ проводят в соответствии с п. 6.2 настоящего СТО. Контролю подлежат все средства ЭХЗ сертифицируемого участка трубопровода.

14.7 Контроль ВЭИ проводят в соответствии с п.7.2 настоящего СТО. Контролю подлежат все ВЭИ сертифицируемого участка.

14.8 Испытания средств контроля ПКЗ проводят в соответствии с п.п.8.2; 8.3; 8.4 и 8.6 настоящего СТО. Испытаниям подлежат все КИП, МСЭ и средства телеконтроля ЭХЗ участка.

14.9 Контроль ПКЗ перехода трубопровода через авто- и ж/д проводят в соответствии с 10.2 настоящего СТО. Испытаниям подлежат все переходы через авто- и ж/д оснащенные защитными кожухами обследуемого трубопровода.

14.10 Испытания ПКЗ промплощадок (КС, ГИС и т.п) проводят в полном объеме в соответствии настоящим СТО.

14.10 Защищенность трубопровода от коррозии.

14.10.1 Защищенность трубопроводов, на которых ранее были проведены сертификационные испытания и оформлен сертификат соответствия систем противокоррозионной защиты требованиям ОАО «Газпром» определяют путем:

- измерения потенциалов БОС и потенциалов СОС во всех КИП обследуемого участка трубопровода;
- оценкой отсутствия вредного влияния на сторонние сооружения.

14.10.2 Измерения потенциалов выполняют в соответствии с п. 9.2 настоящего СТО.

14.10.3 Оценку отсутствия вредного влияния выполняют в соответствии с п. 9.3 настоящего СТО.

Приложение А
(обязательное)

**Формы представления
результатов испытаний элементов ПКЗ**

Форма 1

Общие сведения о ПКЗ объекта

Организация-проектировщик				

Шифр, номер и дата выпуска проекта				

	Средства ЭХЗ	По про- екту	Факти- чески	Техническое состоя- ние
1	УКЗ, шт.			
2	УДЗ, шт.			
3	УПЗ, в т.ч. протекторов, шт.			
4	КИП, всего			
5	КИП, с МСЭ			
6	Переходов под дорогами с защитными патронами, шт.			
7	Переходов через водные преграды, шт.			
8	ВЭИ, шт.			
9	Сторонние сооружения с возможным вредным влиянием (в т.ч. оснащенные БСЗ), шт.			
10	Согласованные отклонения от проекта	1. 2. 3.		

11	Несогласованные отклонения от проекта	1. 2. 3.
----	---------------------------------------	-------------------------

Форма 2

Техническое состояние УКЗ

Эксплуатационный № УКЗ, место установки			1		
Км монтажа УКЗ			2		
Тип преобразователя (СКЗ)			3		
Категория источника энергоснабжения УКЗ			4		
Полученные результаты				на момент обсле́дова- ния	после опти- мизации
Режим ра- боты УКЗ	ручной		5		
	автоматической стабилизации	по току	6		
		по потенциалу	7		
Тип телеконтроля			8		
Количество защищаемых объектов			9		
БСЗ	тип БСЗ		10		
	количество защищаемых объектов		11		
Наличие счётчика расхода электроэнергии			12		
Наличие счётчика наработки часов			13		
R анодного заземления, Ом			14		
Тип АЗ			15		
Материал электродов АЗ			16		
Количество электродов АЗ, шт.			17		
Длина электрода, м			18		
ρ гр в зоне АЗ, Ом•м			19		

Расстояние от защищаемого объекта до АЗ, м			20		
R защитного заземления, Ом			21		
R конструкции преобразователя относительно земли, Ом			22		
Продолжительность простоев УКЗ, час.			23		
Причины отказов УКЗ			24		
Параметры УКЗ	U, В	по прибору СКЗ	25		
		по контрольному прибору	26		
	I, А	по прибору СКЗ	27		
		по контрольному прибору	28		
		запас по току, А	29		
U «т-з» в точке дренажа, В			30		
U пол. в точке дренажа, В			31		

Форма 3

Техническое состояние установок дренажной защиты

Км от- мет ка	Экс- плуа- таци- онный № УДЗ	Тип СДЗ	$\pm U$ «т-з», В			$\pm U$ «р-з», В			Сила тока УДЗ, А			Степень дренаж- ного со- против- ления, Ом	Примечания
			min	max	средний	min	max	средний	min	max	средний		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечание – Средний ток дренажа следует указывать за периоды максимального и минимального влияния блуждающих токов с интервалом регистрации 1 мин. Приложение диаграмм - обязательно.

Форма 4

**Основные технические данные
установок протекторной защиты (УПЗ)**

Км отметка	Эксплуатацион- ный № УПЗ (КИП)	Тип протекторов	Коли- чество про- текто- ров в УПЗ	Год ре- конст- рукции протек- торов	$\rho_{гр}$ на глубине укладки протек- торов, Ом*м	Сопро- тивле- ние цепи УПЗ, Ом	$U_{«с-з»}$, В	$U_{пол}$ со- ору же- ния, В	Суммарный ток УПЗ, А	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Форма 5

**Протокол контроля ВЭИ
(катодно-защищенные трубопроводы)**

Трубопровод КМ..... Дата	Результат измерений	Критические значения	Примечания
Электрическое сопротивление, Ом		0,1	
Напряжение, В		0,2	
Сила тока, А		0,1	
Приборы: тип, номер			
ВЭИ соответствует требованиям (не соответствует) (требуются дополнитель- ные испытания)			
Измерения провели: ФИО		Подписи:	

Форма 6

**Протокол контроля ВЭИ
(трубопроводы без катодной защиты)**

Трубопровод КМ.....	Результат измерений без ОУКЗ	Результат измерений при ОУКЗ	Примечания
------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------

Дата			
Напряжение и сила тока ОУКЗ, В/А	0/0		
Потенциал до ВЭИ, В			
Потенциал после ВЭИ, В			
Приборы: тип, номер, дата последней поверки			
ВЭИ соответствует требованиям (не соответствует) (требуется дополнительные испытания)			
Измерения провели: ФИО		Подписи:	

Форма 7

Результаты оценки состояния КИП

Тр-д, км, $\varnothing \times \delta$, дата				
Вид КИП				
Элемент трубопровода (кран, ВЭИ, переход)				
Контроль контактов				
		$R_{измер}$	$R_{крит}$	Примечания
1	Сопротивление растеканию тока ВЭ, Ом			
2	Сопротивление растеканию тока МСЭ, Ом			
3	Измеренное сопротивление растеканию трубопровода, Ом			
4	Расчетное сопротивление растеканию трубопровода, Ом			
5	Удельное сопротивление грунта, Ом·м			
6	Маркировка проводов и клемм КИП			
7	Приборы: тип, номер			

Форма 8

Контроль МСЭ

		$U_{\text{ТЗ ШЭ}}$	$U_{\text{ТЗ КЭ}}$	ΔU	Примечания
1	Потенциал БОС, В				
2	Потенциал синхронного отключения всех УКЗ, В				
3	Потенциал при отключении УКЗ, В				
4	Потенциал СОС, В				
5	Градиент вертикальный/поперечный, мВ				
6	Приборы: тип, номер				
МСЭ соответствует требованиям (не соответствует)					
Измерения провели: Фамилия, инициалы		Подписи			

Форма 9

Результаты испытаний средств телеконтроля

Тр-д, км, УКЗ № Система телеизмерений Дата										
Контроль телеизмерения										
		Измерено на УКЗ				Измерено на ДП				Примечания
		$I_{укз}$	$U_{укз}$	$U_{т-з}$	$U_{бос}$	$I_{укз}$	$U_{укз}$	$U_{т-з}$	$U_{бос}$	
1	Штатный режим УКЗ									
2	130% штатного режима									
3	50% штатного режима									
4	0% штатного режима, А	0	0							

5	Другие параметры по паспорту									
6	Показание счетчика наработки									
7	Показание счетчика электроэнергии									
8	Сигнал открытия двери	Дверь открыта				Сигнал есть/нет				
9	Приборы: тип, номер									
10	Система телеконтроля соответствует требованиям (не соответствует)									
11	Измерения провели: ФИО					Подписи				

Форма 10

Результаты испытаний средств телеконтроля

Тр-д, км, УКЗ №;										
Система телеконтроля										
Дата										
Контроль телерегулирования										
		Установлено и измерено на ДП				Измерено на УКЗ				Примечания
		$I_{укз}$	$U_{укз}$	$U_{т-з}$	$U_{бос}$	$I_{укз}$	$U_{укз}$	$U_{т-з}$	$U_{бос}$	
1	Штатный режим УКЗ									
2	130% штатного режима									
3	50% штатного режима									

4	0% штатного режима, А	0	0							
5	Другие параметры по паспорту									
6	Приборы: тип, номер,									
7	Система телеконтроля соответствует требованиям (не соответствует)									
8	Испытания ФИО	провели:			Подписи					

Форма 11

**Протокол контроля вредного влияния
на стороннее сооружение**

Трубопровод КМ.....		
Дата		
Стороннее сооружение трубопровод (кабель)		
Название		
Вид/тип		
Расположение (справа/слева ПХГ) пересечение		
Владелец стороннего сооружения.....		
Наличие КИП на обследуемом трубопроводе		Да/нет
Наличие КИП на стороннем сооружении		Да/нет
Наличие и тип БСЗ (БДР)		
Результаты измерений	Потенциал стороннего сооружения, В	Потенциал обследуемого трубопровода, В
При включенной ЭХЗ обследуемого трубопровода $U_{вкл}$		

При отключенной ЭХЗ обследуемого трубопровода $U_{\text{выкл}}$		
Разность ($U_{\text{вкл}} - U_{\text{выкл}}$)		
Приборы: тип, номер		
Вредное влияние не обнаружено/обнаружено		
Рекомендации для устранения вредного влияния		
Измерения провели: ФИО	Подписи:	

Форма 12

Результаты испытаний ПКЗ перехода через дорогу

_____ ЛПУ МГ (УМГ)										Дата										Г.
Газопровод _____															Место _____ км.					
Дорога: автомобильная / железная (ненужное зачеркнуть)															Место _____ км.					
Род тока тяги:		постоянный			переменный			GPS N:												
Глубина за- ложения					м до верха трубы			GPS E:												
Количество КИП					Состояние КИП															
1	Диаметр трубы						м	Диаметр патрона							мм					
	Изоляция						Длина патрона							м						
2	Удельное сопротивление грунта на глубине укладки трубы по обеим сторонам дороги в направлении километража г/п							1					,		Ом·м					
								2					,		Ом·м					
3	Потенциал «труба – земля» с ОС:						1- КИП:		,			2-КИП:		,		В				
	Потенциал «патрон–земля» с ОС:								,						В					
4	Потенциал «труба – земля» без ОС:						1- КИП:		,			2-КИП:		,		В				

[illegible]

Библиография

- [1] СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов
- [2] ВРД 39-1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных газопроводов
- [3] Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов. М.; ООО «ВНИИГАЗ». 2004.
- [4] Правила сертификации работ в области противокоррозионной защиты трубопроводов; ООО «Газпром развитие» (сборник № 11).