

СТО Газпром 9.2-003-2020

СТАНДАРТ ПУБЛИЧНОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА "ГАЗПРОМ"

Защита от коррозии

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ

ОКС 75.200

Дата введения 2020-06-01

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ" (ООО Газпром ВНИИГАЗ)

2 ВНЕСЕН Отделом 308/2 Департамента 308 ПАО "Газпром"

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Распоряжением ПАО "Газпром" от 15 апреля 2020 г. N 130

4 ВЗАМЕН СТО Газпром 9.2-003-2009

Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с п.5.6 "Комплекс технологий повышения противокоррозионной защиты объектов ГТС", таблицы 3 "Основные направления НИОКР (газовый бизнес)", Раздела 2 "Приоритеты инвестиционного развития" Программы инновационного развития ПАО "Газпром" до 2025 года, утвержденной решением Совета директоров ПАО "Газпром" от 17.04.2018 N 3099.

Настоящий стандарт разработан с целью совершенствования Системы стандартизации ПАО "Газпром" в области защиты от коррозии производственных объектов и входит в состав комплекса стандартов ПАО "Газпром" "Защита от коррозии".

Настоящий стандарт разработан ООО "Газпром ВНИИГАЗ" по договору с ПАО "Газпром" от 10 октября 2017 г. N 4616-308-15-1 на выполнение работ по теме "Совершенствование нормативных требований по категориям коррозионной опасности объектов ПАО "Газпром", этап 3 "Совершенствование требований к проектированию электрохимической защиты подземных сооружений".

Настоящий стандарт разработан авторским коллективом ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в составе: канд. техн. наук Д.Н.Запечалов, канд. техн. наук Н.Н.Глазов, канд. техн. наук И.Ю.Копьев, канд. хим. наук Д.С.Сирота, канд. техн. наук А.Н.Улихин, А.М.Пушкарев при участии В.Р.Олексейчука и В.В.Марянина (ПАО "Газпром").

Пунктирной рамкой по тексту настоящего стандарта выделены положения, имеющие региональную особенность применения в ПАО "Газпром", которые приведены в Региональных положениях.

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные требования к проектированию электрохимической защиты подземных сооружений ПАО "Газпром", выполненных из углеродистых и низколегированных сталей, от подземной коррозии.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на следующие подземные сооружения ПАО "Газпром":

- обсадные колонны и газопроводы-шлейфы скважин объектов добычи и подземного хранения газа, межпромысловые трубопроводы;

- линейную часть магистральных трубопроводов до объектов распределения транспорта газа потребителям, распределительные трубопроводы;

- ответвления, перемычки и лупинги трубопроводов;

- переходы трубопроводов через естественные и искусственные преграды;

- трубопроводы промысловых объектов, компрессорных, газораспределительных, газоперекачивающих и газоизмерительных станций, промысловых объектов добычи, установок комплексной и предварительной подготовки газа, газового конденсата и нефти, подземных хранилищ газа, станций охлаждения газа, в том числе технологические и вспомогательные трубопроводы;

- подземные сооружения заводов по подготовке конденсата к транспорту;

- трубопроводы промышленных площадок и внеплощадочные объекты перерабатывающих заводов и комплексов;

- резервуары и емкости.

1.3 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО "Газпром", а также сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) при проектировании, строительстве, реконструкции, ремонте производственных объектов, и разработке нормативной и технической документации по защите от коррозии. Договоры с указанными сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) в части, касающейся требований настоящего стандарта, должны в обязательном порядке содержать ссылку на настоящий стандарт.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.701-2008 Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 16442-80 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Технические условия

СТО Газпром 2-1.12-434-2010 Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство зданий и сооружений ОАО "Газпром"

СТО Газпром 2-2.1-459-2010 Нормы проектирования переходов трубопроводов через водные преграды, в том числе в условиях Крайнего Севера

СТО Газпром 2-3.5-1170-2018 Магистральный трубопроводный транспорт газа. Основные термины и определения

СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО "Газпром"

СТО Газпром 9.0-001-2018 Защита от коррозии. Основные положения

СТО Газпром 9.2-002-2019 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

СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа

Примечание - 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 термины в соответствии с СТО Газпром 2-1.12-434, СТО Газпром 2-3.5-1170, СТО Газпром 9.2-002, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 блок совместной защиты; БСЗ: Устройство, позволяющее распределять и регулировать защитный ток, натекающий на подземные коммуникации, либо регулировать ток, стекающий с анодного заземления.

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

3.1.3 временная защита электрохимическая: Электрохимическая защита подземного сооружения до ввода в эксплуатацию основных средств электрохимической защиты, предусмотренных проектной документацией на электрохимическую защиту.

3.1.4 газопровод-шлейф: Трубопровод, предназначенный для транспортирования пластовой смеси от скважин (куста скважин) месторождений и подземных хранилищ газа до установок комплексной подготовки газа, установок предварительной подготовки газа, пунктов сбора и от компрессорных станций подземных хранилищ газа, до скважин (куста скважин) для закачки газа в пласт.

[ГОСТ Р 55990-2014, п.3.9]

3.1.5 заземление подповерхностное анодное: Анодное заземление, расположенное в грунте на глубине не менее 0,8 м и ниже глубины сезонного промерзания, с горизонтальным, вертикальным и комбинированным расположением электродов.

3.1.6 линия анодная: Токопроводящая линия, обеспечивающая электрическое соединение положительного полюса преобразователя установки катодной защиты с анодным заземлением.

3.1.7 линия дренажная: Токопроводящая линия, обеспечивающая электрическое соединение защищаемого сооружения с оборудованием и элементами системы электрохимической защиты.

3.1.8 лупинг: Трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу на части его протяженности и соединенный с ним перемычками.

[ГОСТ Р 55990-2014, п.3.25]

3.1.10* ответвление: Трубопровод, примыкающий к основному трубопроводу посредством тройникового соединения и предназначенный для отвода части транспортируемого продукта в сторону от основного направления.

[ГОСТ Р 55990-2014, п.3.33]

* Нумерация соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

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

3.1.12 подземная коррозия: Коррозия металла в почвах и грунтах.

[ГОСТ 5272-68, пункт 23]

3.1.13 подземное сооружение ПАО "Газпром" (подземное сооружение): Сооружение или часть сооружения, расположенная ниже уровня поверхности земли (планировки).

3.1.14 сопротивление растеканию тока анодного заземления: Величина сопротивления анодного заземлителя (группы заземлителей), размещенного в грунте (электролите), и контактного сопротивления на границе радела электрод-грунт (электролит).

3.2 В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АВО - аппарат воздушного охлаждения;

АЗ - анодное заземление;

АПЭ - автоматический поляризующий элемент;

ВКО - зона высокой коррозионной опасности;

ВЛ - воздушная линия;

ВЭИ - вставка электроизолирующая;

ГАЗ - глубинное анодное заземление;

ГИС - газоизмерительная станция;

ГРП - газораспределительный пункт;

ГРС - газораспределительная станция;

ДКМ - дистанционный коррозионный мониторинг;

ДКС - дожимная компрессорная станция;

КИП - контрольно-измерительный пункт;

КС - компрессорная станция;

КЦ - компрессорный цех;

ЛЭП - линия электропередачи;

НС - насосная станция;

ПУ - пылеуловитель;

ПХГ - подземное хранилище газа;

СКЗ - станция катодной защиты;

СОГ - станция охлаждения газа;

УДЗ - установка дренажной защиты;

УЗТ - устройство защиты трубопровода;

УКЗ - установка катодной защиты;

УКПГ - установка комплексной подготовки газа;

УКПН - установка комплексной подготовки нефти;

УКСК - устройство контроля скорости коррозии;

УПЗ - установка протекторной защиты;

УППГ - установка предварительной подготовки газа;

ШРП - шкафной распределительный пункт;

ЭДС - электродвижущая сила;

ЭХЗ - электрохимическая защита.

4 Требования к проектной и рабочей документации

4.1 Проектирование системы ЭХЗ строящихся и реконструируемых подземных сооружений ПАО "Газпром" должно основываться на данных изысканий, которые должны включать следующие работы:

- измерение удельного электрического сопротивления грунта на линейной части трубопровода по всей трассе с шагом не более 100 м на проектной глубине укладки трубы;
- определение удельного электрического сопротивления грунта по плотности катодного тока не менее чем в 10% от всех измерений удельного электрического сопротивления грунта;
- измерение удельного электрического сопротивления грунта для промышленных площадок - в центре квадратов со стороной, не более 10 м, количество квадратов определяется из общей площади площадки, глубина исследования определяется исходя из проектной глубины укладки коммуникаций;
- определение опасности, параметров блуждающих токов и установление их источников;
- оценку опасного влияния высоковольтных линий электропередачи переменного и постоянного тока;
- определение наличия микробиологической коррозии;
- определение глубины промерзания грунта на площадных и линейных объектах;
- выбор мест размещения средств ЭХЗ;
- съемку на местности площадок для размещения элементов системы ЭХЗ и трасс кабельных и ВЛ к ним;
- вертикальное электрическое зондирование на площадках размещения АЗ, для средней полосы до глубины 50 м и при необходимости до 100 м, для северных регионов и зон распространения многолетнемерзлых грунтов до глубины 200 м;
- сбор сведений о коррозии и параметрах ЭХЗ для объектов реконструкции, а также соседних и/или пересекающих проектируемое сооружение подземных трубопроводов.

С целью корректного определения коррозионной ситуации и расчетных параметров средств ЭХЗ измерения удельного электрического сопротивления грунта, вертикальное электрическое зондирование, определение наличия, параметров блуждающих токов должны выполняться в период до промерзания или после оттаивания грунта. Для зон распространения многолетнемерзлых грунтов данные измерения должны проводиться в период наибольшего оттаивания грунта.

4.2 Проектная документация (проект) на ЭХЗ всех сооружений, должна разрабатываться в соответствии с положениями СТО Газпром 2-1.12-434 и выделяться в отдельный подраздел раздела "Защита от коррозии" и должна включать стадии по 4.2.1-4.2.2.

4.2.1 Стадия "Проектная документация" должна включать:

- планы трасс проектируемых трубопроводов или планы проектируемых подземных сооружений промышленной площадки;
- схемы внешних соединений УКЗ/УДЗ;
- пояснительную записку.

4.2.1.1 В планы трасс трубопроводов или планы проектируемых подземных сооружений промышленной площадки следует включать размещение СКЗ или блок-бокса с СКЗ, размещение АЗ относительно проектируемого сооружения и СКЗ, расположение точек дренажа, дистанционного коррозионного мониторинга и источников блуждающих токов (при наличии).

4.2.1.2 В схемы внешних соединений УКЗ/УДЗ следует включать принципиальные схемы в соответствии с ГОСТ 2.701-2008 (пункт 4.3).

4.2.1.3 Пояснительная записка должна содержать:

- основание для разработки проекта;
- сведения об источниках блуждающих токов;
- оценку коррозионной ситуации;
- обоснование принятых проектных решений, включая выполненные расчеты параметров электрохимической защиты;
- обоснование выбора средств ЭХЗ и их параметры при отсутствии соответствующих указаний в технических условиях;
- сведения по организации коррозионного мониторинга, дистанционного контроля и управления оборудованием ЭХЗ;
- описание системы коррозионного мониторинга;
- ведомость потребности в основном оборудовании.

4.2.2 Стадия "Рабочая документация" должна включать:

- план трассы проектируемых трубопроводов с проектируемыми и существующими средствами ЭХЗ;
- планы размещения проектируемых средств ЭХЗ с привязкой мест расположения УКЗ, УДЗ, УПЗ, АЗ, соединительных дренажных и анодных кабельных линий и линий электроснабжения;
- места подключения дренажных кабелей к подземным трубопроводам и источникам блуждающих токов, которые необходимо привязать к постоянным ориентирам и к пикетам;
- план инженерных сетей подземных сооружений промышленных площадок КС, ДКС, ГРС и др. с размещением проектируемых средств ЭХЗ;
- ведомость размещения КИП;
- схемы внешних соединений УКЗ, УДЗ и протекторов;
- схемы подключений кабельных линий на КИП;
- спецификации оборудования и материалов, общие указания.

5 Требования к выбору средств электрохимической защиты

5.1 Общие требования

5.1.1 Средства ЭХЗ и коррозионного мониторинга подземных сооружений от коррозии должны быть определены генеральным проектировщиком при разработке проекта нового или реконструируемого сооружения по 4.2.

5.1.2 При проектировании должно быть предусмотрено оборудование и материалы системы ЭХЗ, соответствующее требованиям стандартов ПАО "Газпром" и приведенное в Едином реестре

материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО "Газпром"¹⁾, формируемым в соответствии с Регламентом [1].

¹⁾ Для оборудования и материалов, включенных в "Перечень групп материально-технических ресурсов, на которые распространяется действие Единого Реестра МТР".

5.1.3 Проектирование ЭХЗ следует осуществлять в соответствии с СТО Газпром НТП 1.8-001. Основные технические решения следует формировать согласно УПР.ЭХЗ-01-2013 [2], УПР.ЭХЗ-02-2013 [3].

5.1.4 Проектируемые средства ЭХЗ должны обеспечить нормативную степень защиты (катодной поляризации) сооружений с учетом их конфигурации и коррозионной ситуации на участке, в том числе состояния защитного покрытия, коррозионной агрессивности грунтов, влияния блуждающих токов.

5.1.5 Для обеспечения критериев защищенности подземных трубопроводов при проектировании должны быть предусмотрены соответствующие технические решения по ЭХЗ с резервированием СКЗ и обеспечению мониторинга коррозионного состояния для следующих участков:

- с высокой коррозионной агрессивностью грунта в соответствии с СТО Газпром 9.0-001-2018 (пункт 6.5);
- трубопроводов в засоленных грунтах и грунтовых водах (например, солончаковых, солонцах, солодах, сорах и др.) с солесодержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта;
- с опасным воздействием блуждающих токов источников постоянного тока и переменного тока промышленной частоты в соответствии с СТО Газпром 9.0-001-2018 (пункты 6.12-6.14);
- при биокоррозионном воздействии (биокоррозия) на стальные магистральные трубопроводы в соответствии с ГОСТ 9.602-2016 (пункты 5.7 и 5.8);
- в зонах промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлаков;
- с температурой транспортируемого продукта свыше 40°C;
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных грунтах и в поймах рек;
- на подводных переходах;
- на переходах через железные и автомобильные дороги, оборудованных защитным кожухом, включая по 100 м в обе стороны от места пересечения;
- на пересечениях с различными трубопроводами, включая по 100 м в обе стороны от места пересечения (для линейной части трубопроводов);
- на подземных сооружениях промышленных площадок, в т.ч. на входных и выходных шлейфах и узлах подключения.

5.1.6 УКЗ и АПЭ следует проектировать с определением силы защитного тока и напряжения на выходе УКЗ или АПЭ на начальный и расчетный проектный (конечный) периоды эксплуатации подземного сооружения.

УПЗ и УДЗ следует проектировать с определением следующих параметров на начальный период эксплуатации подземного сооружения:

- для УПЗ - силы защитного тока;

- для УДЗ - силы тока дренажа.

5.1.7 Прокладка кабельных линий системы ЭХЗ должна осуществляться в соответствии с Правилами [4].*

* В оригинале рамка выделена пунктиром. - Примечание изготовителя базы данных.

5.1.8 Систему ЭХЗ подземных сооружений, в том числе источников электроснабжения оборудования ЭХЗ, вводят в работу до сдачи сооружения в эксплуатацию. На период строительства подземных сооружений предусматривают временную ЭХЗ со сроками ввода в эксплуатацию согласно СТО Газпром 9.2-002-2019 (пункт 4.3).

5.1.9 При наличии опасного влияния высоковольтных ВЛ от 110 кВ и выше на защищаемые сооружения, определяемые в соответствии с ГОСТ 9.602-2016 (пункты 5.12-5.13), необходимо предусматривать меры по его ограничению, в том числе - применение УЗТ. Проектирование ЭХЗ участков магистральных трубопроводов, находящихся под воздействием переменного тока, индуцированного от ВЛ электропередачи, приведено в приложении А.

5.1.10 Допустимая величина индуцированного напряжения на участках влияния высоковольтных ЛЭП при номинальном режиме не должна превышать 60 В.

5.1.11 Все кабельные подключения к объекту защиты и АЗ должны осуществляться через КИП.

5.1.12 В проекте ЭХЗ трубопровода должен быть предусмотрен дистанционный контроль УКЗ и УДЗ.

При проектировании дистанционного контроля следует предусматривать вывод контролируемых параметров на рабочее место (компьютер) специалиста службы ПКЗ с возможностью регулирования режимов УКЗ.

5.1.13 Размещение УКЗ следует предусматривать, как правило, на площадке линейного крана трубопровода, контролируемого пунктами телемеханики и связи. На промышленных сооружениях УКЗ размещают на площадках крановых узлов, кустов скважин и площадных объектах. Иное размещение УКЗ осуществляется при наличии технического обоснования.

5.1.14 В составе проекта трубопровода для районов со сложным рельефом и в болотистой местности следует предусматривать планировку подъездных дорог для обслуживания УКЗ, УДЗ и систем их электроснабжения.

5.1.15 При проектировании ЭХЗ трубопроводов различного назначения (магистральные газопроводы, распределительные газопроводы, продуктопроводы) следует предусматривать раздельную ЭХЗ для каждого трубопровода с учетом установки между ними ВЭИ по 5.7 при необходимости.

5.1.16 Система ЭХЗ проектируемого сооружения не должна оказывать опасного влияния на соседние коммуникации в соответствии с СТО Газпром 9.2-002.

5.1.17 При проектировании системы ЭХЗ подземных сооружений ПАО "Газпром" следует предусматривать их совместную или раздельную защиту в соответствии с СТО Газпром 9.2-002-2019 (пункты 4.7-4.10). Раздельная ЭХЗ реализуется от независимых источников катодной поляризации (источников тока или протекторов), эффективность которой повышается при применении ВЭИ по 5.7, и является предпочтительной в случаях, установленных в соответствии с СТО Газпром 9.2-002-2019 (пункт 4.8).

5.1.18 Для обеспечения совместной ЭХЗ следует предусматривать БСЗ между защищаемыми и смежными трубопроводами.

5.1.19 БСЗ на параллельных трубопроводах, защищаемых одной УКЗ, следует предусматривать, как правило, в точках дренажа УКЗ и УДЗ.

5.1.20 При проектировании средств ЭХЗ подземных сооружений в соответствии с ГОСТ 9.602 следует учитывать влияние электромагнитных воздействий и ударов молнии, а также технических средств для ограничения их воздействия.

5.1.21 При помощи ВЭИ следует электрически отделять ЭХЗ коммуникаций УППГ, УКПГ, ДКС, КС, ГРС, ГРП, ГИС от линейных объектов. Трубопроводы различного назначения и трубопроводы на границах зон ответственности различных собственников также следует электрически отделять.

5.2 Установки катодной защиты

5.2.1 В проекте катодной защиты следует предусматривать запас не менее 50% выходного напряжения и тока УКЗ от расчетных значений (режимов) на начальный период работы УКЗ.

5.2.2 При проектировании ЭХЗ реконструируемых или капитально ремонтируемых подземных сооружений в зонах ВКО следует предусматривать резервирование СКЗ по цепям преобразования и нагрузки. В остальных случаях применение резервирования должно быть технически обосновано.

5.2.3 Резервирование СКЗ должно предусматриваться при проектировании особо важных объектов нефтегазового комплекса (экспортные или приоритетные направления трубопроводов), труднодоступных для ремонта и обслуживания участков, участков для которых подтверждены риски наводнений/подтоплений паводковыми водами и/или сезонными снежными заносами, препятствующие обеспечению ремонтных или регламентных работ. Необходимость резервирования СКЗ устанавливают в проектной документации.

5.2.4 Проектные решения по УКЗ должны обеспечивать возможность защиты смежных участков подземных сооружений при отключении соседних УКЗ.

5.2.5 Требования к электроснабжению УКЗ приведены в 5.9.

5.2.6 Подключение нескольких УКЗ с разными точками дренажа на одно АЗ не допускается.

5.2.7 Выбор мест размещения преобразователей УКЗ следует осуществлять в соответствии с СТО Газпром 9.2-002-2019 (пункт 5.3.4). Преобразователи допускается устанавливать на специальных фундаментах, анкерных опорах дренажных ВЛ, линий электроснабжения и т.п.

5.3 Анодные заземления

5.3.1 При проектировании для УКЗ следует предусматривать глубинные и/или подповерхностные АЗ. Для подповерхностных АЗ допускаются конфигурации со сосредоточенным, распределенным и протяженным расположением заземлителей.

5.3.2 АЗ, включая линии постоянного тока и контактные узлы, независимо от условий их эксплуатации следует проектировать на срок эксплуатации не менее 30 лет, если это не противоречит техническому заданию на проектирование.

5.3.3 При проектировании АЗ следует учитывать удельное электрическое сопротивление грунта в месте размещения заземления, условия землеотвода, расположение смежных сооружений и отсутствие влияния на них проектируемого АЗ. Размещение электродов АЗ следует предусматривать в местах с минимальным удельным электрическим сопротивлением грунта и

ниже глубины его промерзания¹⁾.

¹⁾ За исключением зон распространения многолетнемерзлых грунтов.

5.3.4 При проектировании АЗ должно быть обеспечено выполнение нормативных показателей в соответствии с Правилами [4] в части требований к шаговому напряжению и напряжению прикосновения.*

* В оригинале рамка выделена пунктиром. - Примечание изготовителя базы данных.

5.3.5 При проектировании следует применять кабели для анодного заземлителя, соответствующие требованиям ГОСТ 16442 и ГОСТ 15150 по климатическим условиям эксплуатации, а также следующим требованиям:

- кабель должен быть одножильным медным многопроволочным с полимерной изоляцией и оболочкой;

- сечение токопроводящей жилы должно быть не менее 6 мм²;

- изоляция и оболочка токопроводящей жилы должны быть химически стойкими к воздействию продуктов реакции анодного растворения, в том числе газообразного хлора и его соединений, и условиям эксплуатации, включая грунтовые воды, рассолы, растворы кислот и щелочей.

5.3.6 В вечномёрзлых грунтах ГАЗ следует, как правило, проектировать преимущественно на участках с криопегами или ниже горизонта вечномёрзлого грунта.

5.3.7 Электроды распределенного АЗ и протяженного АЗ следует размещать вдоль защищаемого сооружения, как правило, на расстоянии не ближе четырех его диаметров на линейной части, но не менее 500 мм. В стесненных условиях промышленной площадки, а также в сложных геологических условиях (скальные, многолетнемерзлые грунты), размещать АЗ в одной траншее с трубопроводом допускается. Укладка АЗ в одну траншею с защищаемым сооружением допускается на максимальном расстоянии между ними при обеспечении мероприятий по исключению непосредственного контакта между АЗ и сооружением.

5.3.8 Коммутация кабелей протяженных АЗ при последовательном подключении, как правило, должна осуществляться на отдельные КИП для диагностики отдельных элементов АЗ.

5.3.9 На промышленных площадках УКПГ, КС, ПХГ при наличии на одну УКЗ нескольких ГАЗ, расположенных на расстоянии ближе трети их глубины, проектируемые ГАЗ должны быть оснащены устройствами для измерения и регулирования величины стекающего с них тока.

5.4 Установки протекторной защиты

5.4.1 УПЗ используют для локальной и/или временной ЭХЗ подземных сооружений в соответствии с СТО Газпром 9.2-002-2019 (пункты 5.3.8-5.3.13) в качестве как самостоятельного, так и резервного средства ЭХЗ.

5.4.2 Защиту протекторами, как правило, применяют в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 150 Ом·м:

- для отдельных участков трубопроводов небольшой протяженности, не имеющих

электрических контактов с другими сооружениями, при отсутствии или при наличии опасности блуждающих постоянных токов, если вызываемое ими среднее смещение потенциала от стационарного не превышает 0,3 В;

- для участков трубопроводов, электрически отделенных от общей сети изолирующими соединениями;

- как дополнительное средство, когда действующие УКЗ не обеспечивают защиту отдельных участков трубопроводов.

5.4.3 Проектные решения по применению протекторной защиты не ограничиваются случаями по 5.4.2. Необходимость применения протекторной защиты в конкретном проекте определяется при соответствующем техническом обосновании.

5.4.4 Протекторную защиту допускается осуществлять одиночными или групповыми УПЗ. Выбор типа и схемы расстановки протекторов осуществляют с учетом конкретных условий прокладки защищаемого сооружения на основании расчетов по 6.4.

5.4.5 Срок службы УПЗ при временной защите подземных сооружений определяется заданием на проектирование раздела "Защита от коррозии" по 4.2.

5.4.6 Для регулирования защитного тока УПЗ на подземное сооружение следует использовать БСЗ. Коммутация выводов от протекторов и защищаемого сооружения выполняется на клеммной колодке КИП. Регулируемые перемычки в цепях "сооружение - протектор" следует применять в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 50 Ом·м.

5.4.7 Размещение протекторов следует предусматривать в местах с минимальным сопротивлением грунта и ниже глубины его промерзания, если иное не предусмотрено проектом. Искусственное снижение удельного электрического сопротивления грунта в местах установки протекторов допускается использовать при исключении опасного воздействия на окружающую среду.

5.4.8 Одиночные протекторы располагают на расстоянии не ближе трех метров от подземного сооружения. Удаление групповых протекторов от сооружения определяют расчетом по 6.4.

5.5 Установки дренажной защиты

5.5.1 УДЗ следует проектировать, как правило, в анодных и знакопеременных зонах на подземном сооружении.

5.5.2 УДЗ следует проектировать в местах пересечения и/или сближения сооружения с источником блуждающих токов. При удалении сооружения от источника блуждающих токов на расстояние более 1000 м, а также при невозможности подключения к ним УДЗ следует применять УКЗ с автоматическим поддержанием защитного потенциала.

5.5.3 УДЗ следует проектировать с таким расчетом, чтобы среднечасовой ток всех УДЗ, подключенных электрически к одной тяговой подстанции, не превышал 20% общей нагрузки подстанции.

5.5.4 При разработке проектных решений по подключению УДЗ к источникам блуждающих токов следует руководствоваться техническими условиями, выданными организацией, эксплуатирующей объекты, являющиеся источниками блуждающих токов.

5.5.5 Принятые технические решения при проектировании дренажной защиты по результатам изысканий и с учетом взаиморасположения источника блуждающих токов и защищаемого сооружения уточняются на этапе проведения пусконаладочных работ.

5.6 Контрольно-измерительные пункты

5.6.1 Конструкция КИП должна соответствовать его назначению, клеммная колодка - количеству кабелей, предназначенных для коммутации на КИП. Схемы и узлы коммутации средств ЭХЗ, защищаемых объектов, элементов контроля и диагностики должны соответствовать УПР.ЭХЗ-01-2013 [2], УПР.ЭХЗ-02-2013 [3].

5.6.2 При необходимости контроля скорости коррозии на участках ВКО и участках по 5.1.5, КИП должен оснащаться УКСК или иными средствами контроля агрессивности среды.

5.6.3 КИП устанавливают над осью трубопровода со смещением от точки подключения контрольного проводника не далее 0,2 м. В случае расположения сооружения на участке, где эксплуатация КИП затруднена (например, пашня, болото и др.), КИП могут быть установлены в ближайших удобных для эксплуатации местах, но не далее 50 м от точки подключения контрольного провода к сооружению.

5.6.4 При размещении КИП в слабонесущих грунтах следует предусматривать технические решения по дополнительному закреплению стойки в соответствии с УПР.ЭХЗ-01-2013 [2], УПР.ЭХЗ-02-2013 [3].

5.6.5 Контрольные, токоизмерительные, кабельные и дренажные выводы в КИП должны быть выполнены медными кабелями в двойной полимерной изоляции, с приваркой каждой жилы отдельно к сооружению. При проектировании выбор сечения кабельных линий должен соответствовать параметрам, приведенным в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Сечение кабельных линий определяемое при проектировании

Назначение кабельной линии	Количество жил и сечение, шт. ×мм ² , не менее
Катодные дренажные линии: - от клеммы "минус" УКЗ до дренажного КИП; - от дренажного КИП до сооружения	2x10
Анодная линия "УКЗ - КИП - АЗ"	1x10
Кабельная линия "сооружение - КИП - УДЗ - рельс (дроссель-трансформатор)"	2x(мм ²)*
Кабельная линия "протектор - КИП - сооружение"	2x6
Выводы от трубопровода для измерения тока	
Выводы от трубопровода для измерения потенциала	
Кабельная линия "КИП - блок телеметрии УКЗ"	(шт.)*x2,5
Проводник от электрода сравнения	1x0,75
Проводник от датчика потенциала	
Проводники от индикаторов коррозии и средств мониторинга	
* Сечение жил определяется расчетом по 6.5.	
** Количество жил кабельной линии определяется конструкцией изделия.	

5.6.6 Все КИП должны иметь клеммную колодку для подключения кабельных наконечников или конструкцию, позволяющую обеспечить расключение кабелей на клеммной колодке без оконцевания. Количество и сечение кабелей определяют при проектировании в зависимости от назначения КИП. Коммутацию кабелей необходимо производить в соответствии с проектом ЭХЗ.

При проектировании следует предусматривать маркировку кабелей и клемм колодки КИП. Для маркировки кабелей допускается использовать бирки.

5.6.7 При проектировании КИП линейных участков трубопроводов, как правило, следует совмещать с опознавательными знаками трубопровода.

5.6.8 КИП в местах подключения протекторов, АЗ и электрических перемычек должны иметь не менее двух клемм, к которым подключают объекты измерения и шунт необходимого номинала для измерения силы тока.

5.6.9 КИП для измерения тока в трубопроводе должны быть установлены в точках дренажа УКЗ на каждом плече защитной зоны, на участках подводных переходов при меженном горизонте 75 м и более на обоих берегах и с одной стороны переходов железных дорог, оборудованных защитным кожухом.

Подключение токоизмерительного КИП должно соответствовать УПР.ЭХЗ-01-2013 [2]. Для измерения тока должны быть предусмотрены четыре вывода от трубопровода, расстояние по трубе между измерительными (внутренними) выводами должно составлять 100 м. Каждую пару выводов от трубопровода допускается подключать к отдельному КИП.

5.6.10 На линейной части трубопроводов, шлейфах скважин и промысловых коллекторах КИП следует устанавливать:

- с шагом не более 1000 м, а на участках ВКО не реже чем через 500 м;
- в точках дренажа УКЗ, УДЗ, УПЗ;
- на расстоянии трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок ЭХЗ и от электрических перемычек;
- в месте установки ВЭИ, обеспечивающих контроль параметров ЭХЗ с трубопроводов, по обе стороны;
- на участках пересечения с железными и автомобильными дорогами и водными преградами (с обеих сторон);
- у технологических площадок, оборудованных контурами защитных заземлений системы электробезопасности и молниезащиты, на расстоянии не ближе 30 м, с установкой КИП, обеспечивающих измерение тока защиты на левом и правом плече трубопровода от заземления за пределами его контура.

5.6.11 КИП следует устанавливать на линейной части на участках пересечения трубопроводов с другими подземными металлическими и электропроводящими сооружениями, в том числе железобетонными сооружениями.

5.6.12 При многониточной системе трубопроводов КИП следует устанавливать на каждом трубопроводе, как правило, по одной линии, перпендикулярной осям трубопроводов.

5.6.13 На подземных сооружениях промышленных площадок КС, ПХГ, ГРС, ГИС, УКПГ (УППГ), заводов и других площадных объектов контроль защищенности осуществляют в следующих точках:

- на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок ЭХЗ;
- в местах пересечения трубопроводов, на участках наиболее экранированных от защитного тока;
- в местах изменения направления трубопроводов, превышающего 60°С, при длине участка коммуникации более 100 м;

- не менее чем в одной точке для подземного резервуара объемом до 5000 м³;

- не менее чем в четырех диаметрально противоположных точках по периметру внешней поверхности для подземного резервуара объемом свыше 5000 м³.

5.6.14 Для снижения общего количества КИП на промышленных площадках следует кабели от точек контроля и элементов коррозионного мониторинга по 5.6.13 выводить на общее коммутационное устройство, протяженность кабелей при этом не должна превышать 30 м по горизонтали.

5.6.15 КИП в точках по 5.6.13 допускается не устанавливать при обеспечении контакта переносного электрода сравнения с грунтом над контролируемым сооружением и контакта с самим сооружением, за исключением точек дренажа и пунктов мониторинга коррозионного состояния.

При применении сплошного "твердого покрытия" (например, бетонные плиты, асфальтирование и т.п.) над подземными трубопроводами на поверхности земли в этом покрытии должны быть предусмотрены следующие места, укрытые ковером, для возможности установки переносного электрода сравнения в грунт над трубопроводом:

- в контрольных точках по 5.6.13;
- на коммуникациях с интервалом не более 50 м;
- в начале, середине, конце входных и выходных коллекторов ПУ, АВО и КЦ.

5.6.16 Для контроля за состоянием ЭХЗ промысловых объектов дополнительно КИП следует устанавливать:

- на расстоянии 50 м от устья скважин;
- на участке трубопровода с ВЭИ, где контрольные выводы подключаются в соответствии с УПР.ЭХЗ-01-2013 [2].

5.6.17 Конструкция КИП для подключения АЗ и протекторов должна обеспечивать возможность контроля параметров каждого элемента (анодного заземлителя или протектора).

5.7 Вставки электроизолирующие

5.7.1 ВЭИ являются элементом системы ЭХЗ и предназначены:

- для отделения катодно-защищаемых участков трубопроводов от трубопроводов, сооружений, не подлежащих ЭХЗ;
- электрического секционирования участков трубопроводов, проходящих в зонах опасного воздействия блуждающего тока в земле и/или индуктивных наводок переменного тока;
- разделения участков протяженных стальных трубопроводов, различающихся по своим электрическим параметрам, в том числе конструктивно имеющих гальваническую связь с грунтом;
- разделения трубопровода на границе собственности (ответственности);
- снижения опасности воздействия атмосферных перенапряжений с надземных участков на подземную часть трубопроводов;
- предотвращения электрической непрерывности трубопровода на входе в здания,

сооружения, взрывоопасных зонах и надземных участках.

5.7.2 Конструкция ВЭИ должна соответствовать месту ее расположения. Неразъемную муфтовую конструкцию ВЭИ проектируют как для подземного, так и для надземного расположения. Фланцевое электроизолирующее соединение следует проектировать только для надземных участков трубопровода или в технологическом колодце для подземных участков.

5.7.3 ВЭИ должны быть предусмотрены при проектировании системы ЭХЗ следующих сооружений:

- трубопроводов промышленных площадок КС, ДКС, КС ПХГ, ГРС, СП, ГРП (ШРП), НС, УКПГ, УКПН, СОГ и т.п. на участке присоединения отвода от основного трубопровода и других трубопроводов, располагающихся за пределами площадок;

- скважин объектов добычи и ПХГ в точках подключения газопроводов - шлейфов скважин, метанолопроводов, ингибиторопроводов и других трубопроводов;

- магистрального трубопровода от трубопроводов-отводов;

- морского и берегового участка трубопроводов (с размещением ВЭИ на сухопутной части);

- участков многониточного коридора трубопроводов или перемычек трубопроводов, имеющих различное качество изоляции¹⁾ и требующих различных по величине токов катодной защиты²⁾;

¹⁾ Для проектируемых сооружений - при условии, что величины переходного сопротивления защитного покрытия смежных участков трубопроводов различаются более чем в три раза.

²⁾ Для эксплуатируемых сооружений (при капитальном ремонте или реконструкции) - при условии, что величины токов катодной защиты смежных участков трубопроводов различаются более чем в 10 раз и суммарный ток защиты превышает 11 А.

- трубопроводов на участках входа в здания, блок-боксы и другие сооружения для отделения от внутренних элементов инженерных сооружений, имеющих гальваническую связь с заземленными металлическими конструкциями, и нулевыми проводниками электропроводки;

- подземных трубопроводов на участках выхода на дневную поверхность, включая надземные участки, расположенные на заземленных опорах, продувочные свечи крановых узлов, камеры пуска/приема очистных устройств и снарядов внутритрубной диагностики, конструктивно имеющие гальваническую связь с землей.

5.7.4 Отказ от установки ВЭИ по 5.7.3 должен быть технически обоснован.

5.7.5 Проектные решения по применению ВЭИ не ограничиваются случаями по 5.7.3.

5.8 Дистанционный коррозионный мониторинг

5.8.1 Для вновь строящихся и реконструируемых подземных сооружений проектирование элементов системы ДКМ следует проводить в соответствии с СТО Газпром 9.2-002 и СТО Газпром 9.4-023. Основные технические решения следует формировать в соответствии с УПР.ЭХЗ-02-01-2010-СКМ [5].

5.8.2 Размещение точек контроля при проектировании элементов системы ДКМ следует предусматривать на следующих участках подземных трубопроводов:

- в точках дренажа УКЗ и УДЗ, а также в середине зоны защиты соседних УКЗ;

- в месте установки ВЭИ¹⁾;

¹⁾ Контроль осуществляется с каждой стороны вставки.

- на пересечении с железными дорогами (с одной стороны), кроме неэлектрофицированных подъездных путей к промышленным предприятиям;

- на пересечениях с автомобильными дорогами с твердым покрытием с расчетной интенсивностью движения не менее 2000 единиц в сутки, оборудованных защитным кожухом трубопровода (с одной стороны).

5.8.3 На участках пересечения подземных трубопроводов с другими трубопроводами следует предусматривать точки ДКМ:

- при пересечении одиночного трубопровода - одна точка;

- при пересечении нескольких трубопроводов или коридора шириной менее 1 км - одна точка в середине коридора;

- при пересечении нескольких трубопроводов или коридора шириной более 1 км - две точки (в начале и конце коридора).

5.8.4 Количество и места размещения точек ДКМ на участках влияния переменного тока от ВЛ 110 кВ и выше определяются при проектировании.

5.8.5 Проектирование точек ДКМ на переходах через водные преграды следует осуществлять в соответствии с СТО Газпром 2-2.1-459-2010 (пункты 11.8 и 11.18).

5.9 Электроснабжение оборудования электрохимической защиты

5.9.1 Электроснабжение УКЗ и УДЗ подземных сооружений должно осуществляться, как правило, от ЛЭП напряжением 0,23; 0,40; 6; 10 кВ. Источники и категорийность электроснабжения средств ЭХЗ должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-6.2-1028.

5.9.2 Электроснабжение установок ЭХЗ на участках с блуждающими токами и (или) на участках ВКО при отсутствии средств дистанционного контроля и управления в соответствии с СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 (пункт 8.3) допускается проектировать по второй категории надежности.

5.9.3 При проектировании электроснабжения УКЗ по второй категории надежности электроснабжения необходимо предусматривать в комплексе их основное и резервное электропитание.

5.9.4 Для электроснабжения УКЗ при отсутствии внешних источников тока необходимо предусматривать электроснабжение от автономных источников, приведенных в Едином реестре материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО "Газпром":

- электроагрегатов с газовым, дизельным или бензиновым двигателями;

- термоэлектрогенераторов;

- турбоальтернаторов;

- ветроэнергетических установок;
- другие автономные источники тока.

6 Расчет параметров электрохимической защиты

6.1 Расчет электрических характеристик трубопроводов

6.1.1 Электрические характеристики защищаемых трубопроводов являются основными параметрами, определяющими распределение защитного тока. К первичным электрическим параметрам трубопровода относятся:

- переходное сопротивление $R_{пер}$, Ом·м²;
- продольное сопротивление R_T , Ом/м.

6.1.2 Исходные данные для определения электрических характеристик трубопроводов приведены в 6.1.2.1-6.1.2.4.

6.1.2.1 Исходными данными для определения электрических характеристик трубопроводов являются:

- диаметр трубы D_T , м;
- толщина стенки трубы δ_T , м;
- марка стали трубы;
- сопротивление защитного покрытия $R_{из}$, Ом·м²;
- среднее удельное электрическое сопротивление грунта ρ_T , Ом·м;
- глубина укладки трубопровода H_T , м.

6.1.2.2 Диаметр трубопровода, толщину стенки трубы, марку стали трубы и глубину ее укладки определяют по проектной документации.

6.1.2.3 Сопротивление защитного покрытия строящихся и реконструируемых трубопроводов приведено в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Сопротивление защитного покрытия строящихся и реконструируемых трубопроводов

Тип защитного покрытия	Начальное сопротивление защитного покрытия уложенного в траншею и засыпанного трубопровода $R_{из0}$, Ом·м ²
Наружные защитные покрытия трубопроводов заводского нанесения и покрытия трассового нанесения для изоляции монтажных стыков труб	10^6
Все остальные покрытия трассового нанесения	10^5

6.1.3 Вторичными электрическими параметрами трубопровода являются постоянная распространения тока, входное и характеристическое сопротивление, которые определяют

расчетным путем по 6.1.3.1-6.1.3.6.

6.1.3.1 Продольное сопротивление трубопровода R_T , Ом/м, вычисляют по формуле

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi \cdot (D_T - \delta_T) \cdot \delta_T}, \quad (6.1)$$

где ρ_T - удельное электрическое сопротивление материала трубы, Ом·м, определяемое по таблице 6.2;

D_T - диаметр трубы, м;

δ_T - толщина стенки трубы, м.

Таблица 6.2 - Удельное электрическое сопротивление различных марок трубной стали

Марка трубной стали	Удельное электрическое сопротивление трубной стали, Ом·м
17ГС, 17Г2СФ, 08Г2СФ	$2,45 \cdot 10^{-7}$
18Г2, СТЗ	$2,18 \cdot 10^{-7}$
18Г2САФ, 18ХГ2САФ	$2,63 \cdot 10^{-7}$
15ГСТЮ	$2,81 \cdot 10^{-7}$
Данные о марке стали отсутствуют	$2,45 \cdot 10^{-7}$

Значения продольного сопротивления трубопровода R_T при различной толщине стенки трубы приведены в приложении Б.

6.1.3.2 При изменяющейся толщине стенки трубы вдоль трубопровода продольное сопротивление по средней ее величине $\delta_{T,ср.}$, м, вычисляют по формуле

$$\delta_{T,ср.} = \frac{\sum \delta_{Ti} \cdot l_i}{\sum l_i}, \quad (6.2)$$

где δ_{Ti} - толщина стенки трубы i -того участка трубопровода, м;

l_i - длина участка трубопровода с толщиной стенки δ_{Ti} , м.

6.1.3.3 Переходное сопротивление трубопровода $R_{пер}$, Ом·м², вычисляют по формуле

$$R_{пер} = R_{из} + R_p, \quad (6.3)$$

где R_p - сопротивление растеканию тока трубопровода, Ом·м²;

$R_{из}$ - сопротивление защитного покрытия, Ом·м².

6.1.3.4 Сопротивление растеканию тока трубопровода R_p , Ом·м², вычисляют по формуле

$$R_p = \frac{\rho_r \cdot D_T}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot R_p}{D_T^2 \cdot H_T \cdot R_T}, \quad (6.4)$$

где ρ_r - среднее удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

D_T - диаметр трубы, м;

H_T - глубина укладки трубопровода, м;

R_T - продольное сопротивление трубопровода, Ом/м.

6.1.3.5 Сопротивление растеканию тока трубопровода на единицу длины R'_p , Ом·м, вычисляют по формуле

$$R'_p = \frac{R_p}{\pi \cdot D_T}, \quad (6.5)$$

где π - математическая постоянная ($\pi = 3,14$);

R_p - сопротивление растеканию тока трубопровода, Ом·м²;

D_T - диаметр трубы, м.

Среднее удельное электрическое сопротивление грунта ρ_{Γ} , Ом·м, вычисляют по формуле

$$\rho_{\Gamma} = \frac{(\sum l_i)^2}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{\sqrt{\rho_{\Gamma i}}} \right)^2}, \quad (6.6)$$

где l_i - длина i -го участка с удельным электрическим сопротивлением грунта $\rho_{\Gamma i}$, м;

n - количество участков с удельным электрическим сопротивлением грунта $\rho_{\Gamma i}$.

6.1.3.6 Прогнозирование изменения во времени переходного сопротивления трубопровода на единицу длины $R_{II}(t)$, Ом·м, осуществляют по формуле

$$R_{II}(t) = R'_p + R'_{II30} \cdot e^{-\gamma \cdot t}, \quad (6.7)$$

где R'_p - сопротивление растеканию тока трубопровода на единицу длины, Ом·м;

t - срок эксплуатации трубопровода, лет;

γ - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления защитного покрытия во времени (равен 0,05 1/год);

R'_{II30} - начальное значение сопротивления защитного покрытия трубопровода, Ом·м, вычисляемое по формуле

$$R'_{II30} = \frac{R_{II30}}{\pi \cdot D_T}, \quad (6.8)$$

где R_{II30} - начальное сопротивление защитного покрытия уложенного в траншею и засыпанного трубопровода, Ом·м², определяемое по 6.1.2.3;

D_T - диаметр трубы, м.

6.1.4 Постоянную распространения тока вдоль трубопровода α , 1/м, вычисляют по формуле

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{II}}}, \quad (6.9)$$

где R_T - продольное сопротивление трубопровода, Ом/м;

R_{II} - переходное сопротивление трубопровода, Ом·м.

Постоянную распространения тока вдоль трубопровода как функцию времени $\alpha(t)$, 1/м, вычисляют по формуле

$$\alpha(t) = \sqrt{\frac{R_T}{R_{II}(t)}}, \quad (6.10)$$

где R_T - продольное сопротивление трубопровода, Ом/м;

$R_{II}(t)$ - переходное сопротивление трубопровода в момент времени эксплуатации t , Ом·м.

6.1.5 Характеристическое сопротивление трубопровода Z , Ом, вычисляют по формуле

$$Z = \sqrt{R_T \cdot R_{II}}, \quad (6.11)$$

где R_T - продольное сопротивление трубопровода, Ом/м;

R_{II} - переходное сопротивление трубопровода, Ом·м.

6.1.6 Если точка дренажа УКЗ разделяет трубопровод на плечи с различными электрическими параметрами, то характеристические сопротивления правого - Z_{II} , Ом, и левого - Z_{II} , Ом, плеча трубопровода вычисляют по формулам

$$Z_{II} = \sqrt{R_{TII} \cdot R_{IIII}}, \quad (6.12)$$

$$Z_{II} = \sqrt{R_{TII} \cdot R_{IIII}}, \quad (6.13)$$

где R_{TII} и R_{TII} - продольное сопротивление соответственно правого и левого плеч трубопровода, Ом/м;

R_{IIII} и R_{IIII} - переходное сопротивление соответственно правого и левого плеч трубопровода, Ом·м.

Входное сопротивление трубопровода Z_{BT} , Ом, вычисляют по формуле

$$Z_{BT} = \frac{Z_{II} \cdot Z_{II}}{Z_{II} + Z_{II}}, \quad (6.14)$$

где Z_{II} и Z_{II} - входное сопротивление соответственно правого и левого плеч трубопровода, Ом.

Если характеристические сопротивления правого и левого плеч трубопровода одинаковы, то входное сопротивление Z_{BT} , Ом, вычисляют по формуле

$$Z_{BT} = \frac{1}{2} \sqrt{R_T \cdot R_{II}}, \quad (6.15)$$

где R_T - продольное сопротивление трубопровода, Ом/м;

R_{II} - переходное сопротивление трубопровода, Ом·м.

6.1.7 Входное сопротивление трубопровода как функцию времени эксплуатации $Z_{BT}(t)$, Ом, вычисляют по формуле

$$Z_{BT}(t) = \frac{1}{2} \sqrt{R_T \cdot R_{II}(t)}, \quad (6.16)$$

где R_T - продольное сопротивление трубопровода, Ом/м;

$R_{II}(t)$ - переходное сопротивление трубопровода в момент времени эксплуатации t , Ом·м.

6.2 Расчет параметров установок катодной защиты

6.2.1 На основании рассчитанных электрических параметров трубопровода определяют количество УКЗ, их электрические параметры, количество и тип анодных заземлителей, удаление АЗ от защищаемых объектов.

6.2.2 Основными параметрами УКЗ являются сила тока и длина защитной зоны, создаваемая этой установкой. При расчете необходимо учитывать изменение переходного сопротивления во времени. Расчет выполняют на начальный и конечный срок службы УКЗ.

6.2.3 Расчет параметров УКЗ сводится к определению их количества и мощности. Количество УКЗ определяется длиной защитной зоны, мощность УКЗ зависит, как правило, от требуемого защитного тока и сопротивления АЗ.

6.2.4 Количество установок катодной защиты N , штук, необходимое для защиты трубопровода длиной L , м, вычисляют по формуле

$$N = \frac{L}{L_3}, \quad (6.17)$$

где L_3 - длина защитной зоны одной УКЗ, м;

L - длина трубопровода, м.

6.2.5 Длину защитной зоны L_3 , м, вычисляют по формуле

$$L_3 = \frac{2}{\alpha(t)} \ln \frac{U_{TZO}}{k \cdot U_{T3M}}, \quad (6.18)$$

где k - коэффициент, учитывающий взаимовлияние соседних УКЗ¹⁾;

¹⁾ Для одиночной УКЗ $k = 1$, для УКЗ, работающей рядом с соседними, $k = 2$.

U_{TZO} - смещение потенциала трубопровода в точке дренажа, В, вычисляемое по формуле

$$U_{TZO} = |U_o| - |U_e|; \quad (6.19)$$

U_{T3M} - минимальное смещение потенциала трубопровода, В, которое вычисляют по формуле

$$U_{T3M} = |U_M| - |U_e|, \quad (6.20)$$

где U_o - максимальный защитный потенциал, В;

U_M - минимальный защитный потенциал, В;

U_e - естественный потенциал трубопровода, В, если значение U_e неизвестно, его принимают равным минус 0,55 В.

6.2.6 Силу тока I , А, катодной установки на начальный и конечный период эксплуатации

вычисляют по формуле

$$I = \frac{2 \cdot U_{TZO}}{Z_{BT}(t)}, \quad (6.21)$$

где U_{TZO} - смещение потенциала трубопровода в точке дренажа, В;
 $Z_{BT}(t)$ - входное сопротивление трубопровода, Ом.

6.2.7 Напряжение на выходе катодной установки U , В, вычисляют по формуле

$$U = I \cdot [Z_{BT}(t) + R_L + R_3], \quad (6.22)$$

где I - сила тока катодной установки, А;
 $Z_{BT}(t)$ - входное сопротивление трубопровода, Ом;
 R_L - сопротивление кабельных линий, соединяющей УКЗ с точкой дренажа и АЗ, Ом;
 R_3 - переходное сопротивление АЗ, Ом, определяемое по 6.3.

Сила тока I в формулах (6.21) и (6.22) должна быть вычислена на конечный период эксплуатации катодной установки.

6.2.8 Сопротивление дренажной линии R_L , Ом, вычисляют по формуле

$$R_L = 1,8 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\gamma + \gamma_c}{S_{пр}}, \quad (6.23)$$

где γ и γ_c - длина анодной и дренажной линии, включая спуски провода с опор, м;
 $S_{пр}$ - сечение медного провода дренажной линии, м²;

$1,8 \cdot 10^{-8}$ - удельное электрическое сопротивление медного провода, Ом·м.

6.2.9 Мощность катодной установки P , Вт, вычисляют по формуле

$$P = I \cdot U, \quad (6.24)$$

где I - сила тока катодной установки, А;
 U - напряжение на выходе катодной установки, В.

6.2.10 Выбор типа преобразователя катодной защиты выполняют в соответствии с результатами расчета силы тока, напряжения на выходе УКЗ и мощности. При выборе типа преобразователя необходимо увеличить в 1,5 раза требуемую максимальную силу тока при прокладке трубопровода в грунтах высокой коррозионной агрессивности.

6.3 Расчет параметров анодного заземления

6.3.1 Выбор типа АЗ осуществляют с учетом следующих факторов:

- силы тока УКЗ;

- свойств грунта в месте размещения заземления (данные вертикального электрического зондирования грунтов, глубина промерзания);

- расположения защищаемого объекта и других подземных металлических сооружений по отношению к АЗ.

6.3.2 Переходное сопротивление АЗ R_3 зависит от удельного электрического сопротивления грунта, геометрических размеров электродов и их взаимного расположения.

Начальное сопротивление растеканию тока АЗ не должно превышать величины $R_{3(t)}$, Ом, вычисляемой, исходя из проектируемого срока службы анодных заземлителей, по формуле

$$R_{3(t)} = \left(\frac{0,7 \cdot U_{\text{УКЗ}}}{I(t)} \right) - (Z_{B T(t)} + R_{\text{л}}), \quad (6.25)$$

где $U_{\text{УКЗ}}$ - максимальное выходное напряжение УКЗ, В;

$I(t)$ - сила тока УКЗ (на последний год эксплуатации), вычисляемая по формуле (6.21), А;

0,7 - коэффициент, учитывающий запас УКЗ по выходному напряжению (50%);

$Z_{B T(t)}$ - входное сопротивление трубопровода на последний год эксплуатации, вычисляемое по формуле (6.16), Ом;

$R_{\text{л}}$ - сопротивление дренажной линии, соединяющей УКЗ с трубопроводом и АЗ, вычисляемое по формуле (6.23), Ом.

6.3.3 Конкретное место монтажа и тип АЗ определяют исходя из удельного сопротивления грунта, результатов вертикального электродондирования, расположения контуров защитного заземления, топографических особенностей местности, условий землеотвода и удобства подъезда. Для протяженных кабельных анодов, в том числе на основе эластомерных и металлооксидных материалов, условия применения определяют в соответствии с рекомендациями организации-изготовителя.

6.3.4 Выбор типа АЗ проводят исходя из удельного электрического сопротивления грунта и наличия свободной площади:

- в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 50 Ом·м следует применять сосредоточенные и распределенные подповерхностные АЗ, которые устанавливают на глубину до 10 м и ниже глубины сезонного промерзания, преимущественно на некультивируемых землях;

- при отсутствии свободной площади и наличии на глубине пластов с удельным сопротивлением в два раза меньшим, чем поверхностные грунты¹⁾, необходимо использовать ГАЗ, которые устанавливают в специально пробуренные скважины.

¹⁾ По данным вертикального электрического зондирования.

6.3.5 Расстояние от подповерхностного АЗ до ближайшего защищаемого сооружения должно быть не менее 200 м. Для ГАЗ это расстояние должно быть не меньше 50 м.

6.3.6 Расчет параметров анодного заземления включает определение количества электродов и их срок службы.

6.3.7 Количество электродов в подповерхностном заземлении вычисляют в зависимости от расположения электродов по 6.3.7.1-6.3.7.3.

6.3.7.1 При вертикальном или горизонтальном расположении электродов количество электродов N_3 , штук, в подповерхностном заземлении вычисляют по формуле

$$N_3 = \frac{R_{p1}}{0,7 \cdot R_3}, \quad (6.26)$$

где R_{p1} - сопротивление растеканию тока одного электрода, Ом;

R_3 - сопротивление растеканию тока заземления, состоящего из N электродов, определяемое по 6.3.2, Ом.

6.3.7.2 При комбинированном заземлении из вертикальных электродов, соединенных горизонтальным электродом, вычисляют по формуле

$$N_3 = \frac{1,7R_{B1} \cdot R_{Г1} - 1,4R_3 \cdot R_{B1}}{R_3 \cdot R_{Г1}}, \quad (6.27)$$

где R_{B1} - сопротивление растеканию тока одного вертикального электрода, Ом;

$R_{Г1}$ - сопротивление растеканию тока одного горизонтального электрода, Ом.

6.3.7.3 Сопротивление растеканию тока одного подповерхностного заземлителя R_{p1} , Ом, зависит от его расположения и наличия коксовой засыпки заземлителя. Расчет проводят:

- при вертикальном расположении электрода заземлителя по формуле

$$R_{p1} = \frac{\rho_{Г}}{2 \cdot \pi \cdot l_3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_3}{d_3} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h + l_3}{4 \cdot h - l_3} \right), \quad (6.28)$$

где $\rho_{Г}$ - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

l_3 - длина электрода заземлителя, м;

d_3 - диаметр электрода заземлителя, м;

h - глубина (до середины заземлителя) заложения электрода заземлителя, м;

- при горизонтальном расположении электрода заземлителя, когда $l_3 < h$, то есть для короткого электрода по формуле

$$R_{p1} = \frac{\rho_{Г}}{2 \cdot \pi \cdot l_3} \cdot \ln \frac{2 \cdot l_3}{d_3}, \quad (6.29)$$

где $\rho_{Г}$ - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

l_3 - длина электрода заземлителя, м;

d_3 - диаметр электрода заземлителя, м;

- при горизонтальном расположении электрода заземлителя, когда $l_3 > 12h$ (протяженного электрода) по формуле

$$R_{p1} = \frac{\rho_{Г}}{\pi \cdot l_3} \cdot \ln \frac{l_3}{\sqrt{d_3 \cdot h}}, \quad (6.30)$$

где $\rho_{Г}$ - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

l_3 - длина электрода заземлителя, м;

d_3 - диаметр электрода заземлителя, м;

h - глубина (до середины заземлителя) заложения электрода заземлителя, м;

- при горизонтальном расположении электрода заземлителя в коксовой засыпке, когда $l_3 > h$ и $l_3 \gg d_3$ по формуле

$$R_{pl} = \frac{\rho_r}{2 \cdot \pi \cdot l_a} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_a}{d_a} + \ln \frac{l_a + \sqrt{l_a^2 + 16 \cdot h^2}}{4 \cdot h} + \frac{\rho_a}{\rho_r} \cdot \ln \frac{d_a}{d_3} \right), \quad (6.31)$$

где ρ_r - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

l_3 - длина электрода заземлителя, м;

l_a - длина электрода заземлителя в коксовой засыпке, м;

d_a - диаметр электрода заземлителя в коксовой засыпке, м;

d_3 - диаметр электрода заземлителя, м;

h - глубина (до середины заземлителя) заложения электрода заземлителя, м;

ρ_a - удельное электрическое сопротивление коксовой засыпки, Ом·м;

- при горизонтальном расположении электрода заземлителя в коксовой засыпке, когда $l_3 > 12h$ по формуле

$$R_{pl} = \frac{\rho_r}{\pi \cdot l_a} \cdot \left(\ln \frac{l_a}{\sqrt{d_a \cdot h}} + \frac{\rho_a}{2\rho_r} \cdot \ln \frac{d_a}{d_3} \right), \quad (6.32)$$

где ρ_r - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

l_a - длина электрода заземлителя в коксовой засыпке, м;

d_a - диаметр электрода заземлителя в коксовой засыпке, м;

d_3 - диаметр электрода заземлителя, м;

h - глубина (до середины заземлителя) заложения электрода заземлителя, м;

ρ_a - удельное электрическое сопротивление коксовой засыпки, Ом·м.

6.3.8 Исходными данными для проектирования ГАЗ являются данные по 6.3.1 и данные о геоэлектрическом разрезе - мощности и удельном электрическом сопротивлении верхних пластов земли на глубине установки заземления.

Длину рабочей части ГАЗ l_3 , м, вычисляют по формуле

$$l_3 = \frac{3,5 \cdot \rho_i}{\pi \cdot R_3}, \quad (6.33)$$

где R_3 - сопротивление растеканию тока ГАЗ, определяемое по 6.3.2, Ом;

ρ_i - удельное электрическое сопротивление i -того слоя земли, в котором располагается АЗ, Ом·м.

6.3.9 Срок службы АЗ T_p , годы, проверяют по 6.3.9.1-6.3.9.4.

6.3.9.1 Срок службы подповерхностного АЗ T_p , годы, вычисляют по формуле

$$T_p = \frac{G_3 \cdot k_{\text{и}}}{q_3 \cdot I_{3.\text{ср.}}}, \quad (6.34)$$

где G_3 - масса материала электродов заземления без коксовой засыпки, кг;

q_3 - скорость растворения материала электродов анодного заземления, кг/(А·год);

$k_{\text{и}}$ - коэффициент использования массы заземлителя, который принимают равным 0,77;

$I_{3.\text{ср.}}$ - средняя сила тока, А, стекающего с заземления, за планируемый период эксплуатации заземления, вычисляемая по формуле

$$I_{3.\text{ср.}} = \frac{I_H + 3 \cdot I_k}{4}, \quad (6.35)$$

где I_H и I_k - сила тока, соответственно в начальный и конечный периоды планируемого срока работы анодного заземлителя, А.

6.3.9.2 Срок службы ГАЗ и протяженных АЗ T_p , годы, вычисляют по формуле

$$T_p = \frac{G_{3к} \cdot k_{\text{и}}}{q_3 \cdot I_{3.\text{ср.}} \cdot k_{\Gamma}}, \quad (6.36)$$

где $G_{3к}$ - масса рабочей части заземления в k -м слое грунта, кг;

k_{Γ} - коэффициент неоднородности грунта, определяемый по формуле

$$k_{\Gamma} = \frac{l_{3к}}{\rho_k \sum_{i=1}^n \frac{l_{3i}}{\rho_i}}, \quad (6.37)$$

где $l_{3к}$ - длина рабочей части заземления, находящейся в k -м слое грунта, м;

ρ_k - удельное электрическое сопротивление k -го слоя грунта, имеющего минимальное удельное электрическое сопротивление из всех слоев, Ом·м;

l_{3i} - длина рабочей части заземления, находящейся в i -м слое грунта, м;

ρ_i - удельное электрическое сопротивление i -го слоя грунта, Ом·м;

n - число слоев грунта, пересекаемых рабочей частью заземления.

6.3.9.3 Если срок службы по данным расчета окажется менее проектного, то необходимо увеличить либо количество электродов, либо их массу, либо рабочую длину заземления l_3 на величину $l_3 \cdot k_{\Gamma}$.

Коэффициент k_{Γ} вычисляют по формуле

$$k_{\Gamma} = \frac{T - T_p}{T}, \quad (6.38)$$

где T - планируемый срок службы, год;

T_p - расчетный срок службы, год.

6.3.9.4 На заключительном этапе выполняют расчет сопротивления растеканию АЗ с откорректированным количеством электродов (или длиной) по 6.3.7.3.

Расчетная величина сопротивления растеканию тока анодного заземления используется для определения требуемой мощности УКЗ по 6.2.

6.4 Расчет параметров установок протекторной защиты

6.4.1 Для протекторной защиты подземных сооружений используют протекторы на основе магниевых сплавов. Комплектные магниевые протекторы представляют собой магниевые аноды, упакованные вместе с активатором в хлопчатобумажные мешки.

6.4.2 Исходными данными для проектирования протекторной защиты трубопровода являются:

- сопротивление защитного покрытия;
- диаметр трубопровода или кожуха;
- удельное электрическое сопротивление грунта на участке размещения протекторов;
- электрохимические характеристики протекторов.

При технико-экономическом обосновании допускается применение других протекторов, разрешенных к применению в ПАО "Газпром" по 5.1.2, в том числе на основе цинковых сплавов.

6.4.3 Расчет УПЗ заключается в определении по 6.4.3.1-6.4.3.4 следующих параметров:

- силы тока в цепи "протектор-труба";
- длины участка трубопровода, защищаемого протектором;
- срока службы протектора.

6.4.3.1 Силу тока в цепи "протектор-труба" I_{Π} , А, вычисляют по формуле

$$I_{\Pi} = \frac{|U_{\Pi}| - |U_e| - 1,15 \cdot U_{ТЗМ} - 0,064 \cdot S_{\Pi}}{R_{\Pi\Gamma}}, \quad (6.39)$$

где U_{Π} - стационарный потенциал протектора, В;

U_e - естественный потенциал, В;

$U_{ТЗМ}$ - минимальное смещение потенциала трубопровода, В;

S_{Π} - рабочая поверхность протектора, м²;

$R_{\Pi\Gamma}$ - сопротивление цепи "протектор-трубопровод", Ом.

Если значения U_{Π} и U_e неизвестны, то разность потенциалов ($U_{\Pi} - U_e$) для протекторов на основе магния следует принимать равной 1 (одному) В.

6.4.3.2 Сопротивление цепи "протектор-труба" $R_{\Pi\Gamma}$, Ом, вычисляют по формуле

$$R_{\Pi T} = R_{\Pi P} + R_{P \Pi} + Z_{BT}, \quad (6.40)$$

где $R_{\Pi P}$ - сопротивление провода, соединяющего протектор с трубопроводом, Ом;
 $R_{P \Pi}$ - сопротивление растеканию тока одного протектора, Ом;
 Z_{BT} - входное сопротивление трубопровода, Ом, определяемое по формуле (6.15).

6.4.3.3 Сопротивление медного провода, соединяющего протектор с трубопроводом, $R_{\Pi P}$, Ом, вычисляют по формуле

$$R_{\Pi P} = 1,8 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l_{\Pi}}{S_{\Pi}}, \quad (6.41)$$

где $1,8 \cdot 10^{-8}$ - удельное электрическое сопротивление медного провода, Ом·м;
 l_{Π} - длина соединительного провода, м;
 S_{Π} - сечение провода, м².

6.4.3.4 Сопротивление растеканию тока магниевых протекторов $R_{\Pi P}^*$, Ом, вычисляют по формуле

* Текст соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

$$R_{\Pi P} = \frac{\rho_{\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l_a} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_a}{d_a} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot h + l_a}{4 \cdot h - l_a} \right), \quad (6.42)$$

где ρ_{Γ} - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;
 l_a - длина протектора, упакованного вместе с активатором, м;
 d_a - диаметр протектора, упакованного вместе с активатором, м;
 h - глубина (до середины протектора) заложения протектора, м.

6.4.4 Длину участка трубопровода $l_{\text{зп}}$, м, защищаемого одним протектором на конец планируемого периода защиты, вычисляют по формуле

$$l_{\text{зп}} = \frac{I_{\Pi} \cdot R_{\Pi\Pi} \cdot e^{-\gamma \cdot T_{\Pi}}}{1,15 \pi \cdot U_{\text{тзм}} \cdot D_{\text{т}}}, \quad (6.43)$$

где I_{Π} - сила тока в цепи "протектор-труба", А;
 $R_{\Pi\Pi}$ - начальное значение переходного сопротивления трубопровода, Ом·м²;

γ - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления защитного покрытия во времени (равен 0,05 1/год);

T_{Π} - планируемый срок эксплуатации протектора, год;

$U_{\text{тзм}}$ - минимальное смещение потенциала трубопровода, В;

$D_{\text{т}}$ - диаметр трубы, м.

6.4.5 Количество протекторов, необходимое для защиты участка трубопровода, $N_{\text{п}}$, штук, определяют по формуле

$$N_{\text{п}} = \frac{l_3}{l_{\text{зп}}}, \quad (6.44)$$

где l_3 - длина участка трубопровода, которую необходимо защитить протекторами, м;

$l_{\text{зп}}$ - длина участка трубопровода, защищаемого одним протектором, м.

6.4.6 Срок службы протекторов $T_{\text{п}}$, годы, вычисляют по формуле

$$T_{\text{п}} = \frac{m_{\text{п}} \cdot q \cdot \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{и}}}{8760 \cdot I_{\text{п.ср.}}}, \quad (6.45)$$

где $m_{\text{п}}$ - масса протектора, кг;

q - теоретическая токоотдача материала протектора (для магниевых протекторов - 2330 А·ч/кг);

$\eta_{\text{п}}$ - коэффициент полезного действия протектора;

$\eta_{\text{и}}$ - коэффициент использования материала протектора ($\eta_{\text{и}} = 0,90$);

$I_{\text{п.ср.}}$ - средняя сила тока в цепи "протектор-труба" за планируемый период времени $T_{\text{п}}$, А.

6.4.7 Среднюю силу тока в цепи "протектор-труба" $I_{\text{с.ср.}}$, А, вычисляют по формуле

$$I_{\text{с.ср.}} = \frac{|U_{\text{п}}| - |U_{\text{е}}| - 0,064 \cdot S_{\text{п}}}{\gamma \cdot T_{\text{п}} \cdot R_{\text{пт}}} \cdot \ln \frac{R_{\text{пн}} + \pi \cdot R_{\text{пт}} \cdot D_{\text{т}} \cdot l_{\text{зп}} \cdot e^{\gamma T_{\text{п}}}}{R_{\text{п}} + \pi \cdot R_{\text{пт}} \cdot D_{\text{т}} \cdot l_{\text{зп}}}, \quad (6.46)$$

где $U_{\text{п}}$ - стационарный потенциал протектора, В;

$U_{\text{е}}$ - естественный потенциал, В;

$S_{\text{п}}$ - рабочая поверхность протектора, м²;

$R_{\text{пт}}$ - сопротивление цепи "протектор-трубопровод", Ом;

$T_{\text{п}}$ - планируемый срок эксплуатации протектора, год;

$R_{\text{пн}}$ - начальное значение переходного сопротивления трубопровода, Ом·м²;

γ - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления защитного покрытия во времени (равен 0,05 1/год);

$D_{\text{т}}$ - диаметр трубы, м;

$l_{\text{зп}}$ - длина участка трубопровода, защищаемого одним протектором, м;

$R_{\text{пер}}$ - переходное сопротивление трубопровода, Ом·м².

Если при расчете срок службы $T_{\text{п}}$ получается меньше запланированного срока, то нужно длину участка трубопровода $l_{\text{зп}}$, защищаемого одним протектором, пересчитать в соответствии с расчетным $T_{\text{п}}$. Протекторы на трассе трубопровода необходимо устанавливать согласно вновь полученной длине защитной зоны $l_{\text{зп}}$.

6.4.8 При расчете групповых протекторных установок определяют по 6.4.8.1-6.4.8.3 следующие параметры:

- количество протекторов в группе;
- расстояние между протекторами в группе;
- расстояние между групповой протекторной установкой и трубопроводом.

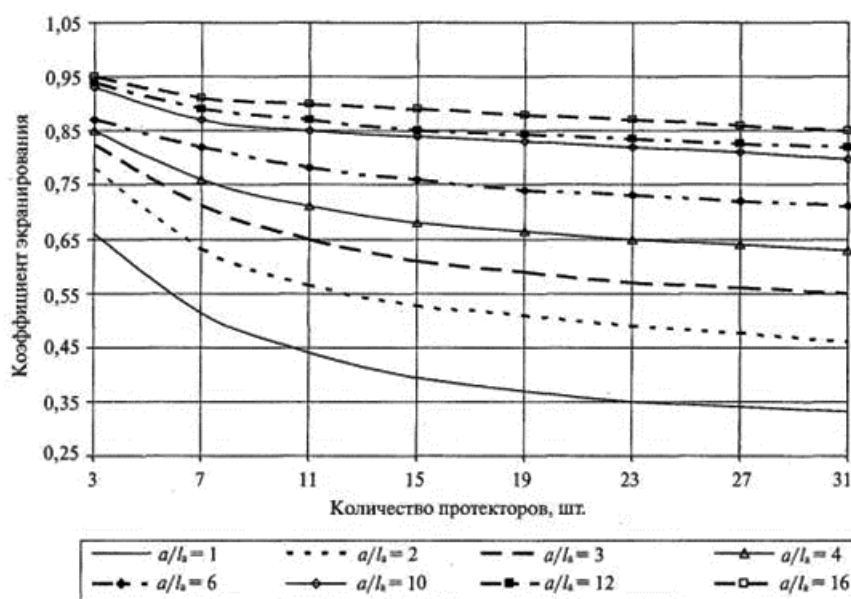
6.4.8.1 Количество групповых протекторных установок, необходимое для защиты участка трубопровода, N , штук, вычисляют по формуле

$$N = \frac{l_3}{\eta_3 \cdot l_{3п}}, \quad (6.47)$$

где l_3 - длина участка трубопровода, которую необходимо защитить протекторами, м;

$l_{3п}$ - длина участка трубопровода, защищаемого одним протектором, м;

η_3 - коэффициент экранирования протекторов в групповой протекторной установке, определяемый по рисунку 6.1.



l_a - длина протектора, a - расстояние между протекторами

Рисунок 6.1 - Коэффициент экранирования протекторов в групповой протекторной установке в зависимости от отношения расстояния между ними и длины протекторов $[a/l_a]$ (глубина установки протекторов в грунт - 1,6 м)

6.4.8.2 Количество протекторов в группе для обеспечения защиты трубопровода N , штук, должно соответствовать условию

$$N \geq F \cdot \frac{R_{пп}}{R_{пн}} \cdot e^{\gamma \cdot T_n}, \quad (6.48)$$

где $R_{\text{рп}}$ - сопротивление растеканию тока магниевых протекторов, Ом;
 $R_{\text{пн}}$ - начальное значение переходного сопротивления трубопровода, Ом·м²;

γ - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления защитного покрытия во времени (равен 0,05 1/год);

$T_{\text{п}}$ - планируемый срок эксплуатации протектора, год;

F - поправочный коэффициент, вычисляемый по формуле

$$F = \frac{1,15 \cdot \pi \cdot U_{\text{тзм}} \cdot D_{\text{т}} \cdot l_3}{\eta_3 \cdot (U_{\text{п}} - U_{\text{е}} - 1,15 \cdot U_{\text{тзм}} - 0,064 \cdot S_{\text{п}})}, \quad (6.49)$$

где $U_{\text{тзм}}$ - минимальное смещение потенциала трубопровода, В;

$D_{\text{т}}$ - диаметр трубы, м;

l_3 - длина участка трубопровода, которую необходимо защитить протекторами, м;

η_3 - коэффициент экранирования протекторов в групповой протекторной установке, определяемый по рисунку 6.1;

$U_{\text{п}}$ - стационарный потенциал протектора, В;

$U_{\text{е}}$ - естественный потенциал, В;

$S_{\text{п}}$ - рабочая поверхность протектора, м².

6.4.8.3 Силу тока групповой протекторной установки $I_{\text{пт}}$, А, вычисляют по формуле

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{п}} \cdot N_{\text{пт}} \cdot \eta_3, \quad (6.50)$$

где $I_{\text{п}}$ - сила тока в цепи "протектор-труба" одного протектора, А;

$N_{\text{пт}}$ - количество протекторов в групповой протекторной установке, штук;

η_3 - коэффициент экранирования протекторов в групповой протекторной установке (см. рисунок 6.1).

6.5 Расчет параметров установок дренажной защиты

6.5.1 Защиту трубопроводов от коррозии блуждающими токами осуществляют УДЗ и/или УКЗ с автоматическими преобразователями.

6.5.2 УДЗ на участках негативного влияния электрифицированного железнодорожного транспорта следует подключать к рельсам, путевым дросселям или сборкам отсасывающих фидеров. Автоматические УДЗ следует подключать только к отсасывающим фидерам или к средним точкам путевых дросселей. Неавтоматические УДЗ с дренажами без регулировочных (балластных) сопротивлений применять не допускается.

6.5.3 УДЗ следует устанавливать преимущественно в местах пересечения и сближения железных дорог с трубопроводами с подключением в зонах с наиболее отрицательными потенциалами рельса.

6.5.4 Для расчета дренажной защиты необходимы следующие исходные данные:

- схема питания контактной сети электрифицированного транспорта;

- схема расположений, с указанием расстояния от проектируемого трубопровода, тяговых подстанций и отсасывающих пунктов электрифицированной железной дороги на участке ее сближения с проектируемым трубопроводом;

- максимальная сила тока нагрузки каждой тяговой подстанции и отсасывающих кабелей;

- фактическое или нормативное значение падения напряжения в отсасывающем фидере;

- количество параллельных ниток трубопровода.

6.5.5 Расчет параметров дренажной защиты сводится к определению по 6.5.5.1-6.5.5.4 силы тока дренажа, сечения дренажного кабеля и номинальной мощности дренажной установки.

6.5.5.1 Силу тока через электрический дренаж I_d , А, вычисляют, исходя из условия, что ток утечки из рельсов электрифицированной железной дороги составляет не более 20% от токов нагрузки тяговой подстанции, по формуле

$$I_d = 0,2 \cdot I_{\text{тп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (6.51)$$

где $I_{\text{тп}}$ - ток нагрузки тяговой подстанции, А;

K_1 - коэффициент, учитывающий расстояние между трубопроводом и электрифицированной железной дорогой, определяют в соответствии с таблицей 6.3;

K_2 - коэффициент, учитывающий расстояние от трубопровода до тяговой подстанции, определяют в соответствии с таблицей 6.3;

K_3 - коэффициент, учитывающий количество параллельно уложенных трубопроводов, определяют в соответствии с таблицей 6.4.

Таблица 6.3 - Значение коэффициентов K_1 и K_2

Расстояние, м	Величина коэффициента	
	K_1	K_2
До 500	0,90	0,90
От 500 до 1000	0,70	0,60

Таблица 6.4 - Значение коэффициента K_3

Количество параллельных трубопроводов	Величина коэффициента K_3
1	0,75
2	0,85
3	0,93
4	0,97
Более 4	1,00

6.5.5.2 Сечение дренажного кабеля следует определять из условия, что сумма падения напряжения в кабеле и наложенного потенциала трубы не должна превышать величину разности потенциалов между трубопроводом и рельсом.

6.5.5.3 Сечение дренажного кабеля S_d , мм², вычисляют по формуле

$$S_D = \frac{I_{ДР} \cdot \rho_M \cdot l_k}{\Delta U_D}, \quad (6.52)$$

где ρ_M - удельное электрическое сопротивление материала кабеля, Ом·м;

l_k - длина дренажного кабеля, м;

ΔU_D - допустимое падение напряжения в дренажной цепи, В.

6.5.5.4 Падение напряжения в дренажной цепи ΔU_D , В, при подключении дренажного кабеля к фидеру вычисляют по формуле

$$\Delta U_D = \Delta U_K + \Delta U_\Phi, \quad (6.53)$$

где ΔU_K - допустимые значения падения напряжения в дренажном кабеле, определяемые в соответствии с таблицей 6.5;

ΔU_Φ - падение напряжения в отсасывающем фидере, В, определяемое по данным службы эксплуатации железной дороги, а для обычных условий эксплуатации составляет 6 В.

Таблица 6.5 - Допустимые значения падения напряжения в дренажном кабеле

Длина кабеля, м	200 В	500 В	1000 В	2000 В
Между отсасывающим пунктом железной дороги и трубопроводом при подключении к минусовой шине тяговой подстанции	10	11	12	13
Между трубопроводом и электрифицированной железной дорогой при подключении к средней точке путевого дросселя	-	3	5	6

7 Требования к проектированию систем электрохимической защиты подземных сооружений ПАО "Газпром"

7.1 Электрохимическая защита многониточных трубопроводов

7.1.1 Системы ЭХЗ многониточных трубопроводов следует проектировать в соответствии с Р Газпром 9.2-024-2013 [6].

7.1.2 ЭХЗ вновь строящихся или реконструируемых трубопроводов на участке многониточной системы не должна оказывать опасного влияния на соседние подземные металлические сооружения в соответствии с СТО Газпром 9.2-002.

7.1.3 Оценку влияния средств ЭХЗ на соседние подземные металлические сооружения многониточных систем трубопроводов при проектировании следует осуществлять в соответствии с Р Газпром 9.2-024-2013 (раздел 8) [6].

7.1.4 Полное устранение опасного влияния системы ЭХЗ защищенного сооружения на смежные (параллельные) сооружения, не имеющие ЭХЗ, должно быть обеспечено следующими способами:

- устройством раздельной или совместной защиты по 5.1.17-5.1.19;
- удалением АЗ катодной установки, являющегося источником опасного влияния, от

незащищенного сооружения на расстояние не менее, чем в три раза превышающее расстояние между АЗ и защищаемым трубопроводом;

- установкой электрической перемычки в точке дренажа между защищаемым трубопроводом и смежным сооружением с применением БСЗ;

- установкой протекторов или группы протекторов на смежном подземном сооружении.

7.1.5 Степень опасного влияния при раздельной ЭХЗ смежных сооружений устанавливают при пусконаладочных работах запроектированных средств ЭХЗ.

7.1.6 ЭХЗ новых трубопроводов, прокладываемых в одном коридоре со старыми, нереконструированными трубопроводами, следует осуществлять раздельно от старых трубопроводов. В проекте должны быть предусмотрены ВЭИ по 5.7 на технологических перемычках для электрического отделения нового трубопровода от старых сооружений. Расчет УКЗ при раздельной защите выполняют по 6.2 и 6.3.

7.1.7 Расчет параметров УКЗ при совместной защите выполняют также, как и для одиночных трубопроводов.

7.1.8 Силу тока УКЗ при совместной защите I , А, вычисляют по формуле

$$I = \sum_{i=1}^{I=n} I_i, \quad (7.1)$$

где I_i - величина тока, необходимая для защиты i -го трубопровода, А;

n - количество совместно защищаемых трубопроводов.

7.1.9 Размещение УКЗ на параллельных трубопроводах проектируют с интервалом, равным или меньшим длине защитной зоны на 30 год эксплуатации с учетом возможной совместной катодной защиты.

7.1.10 При совместной защите в точках дренажа всех параллельных трубопроводов проектируют электрические перемычки для резервирования катодной защиты на случай отказа в работе одной из защитных установок.

7.1.11 Все электрические перемычки совместно защищаемых сооружений должны быть разъемными. Коммутацию перемычек осуществляют на КИП с целью обеспечения контроля параметров ЭХЗ, в том числе тока защиты, и облегчения регламентных работ.

7.1.12 Сопротивление перемычки для двух трубопроводов $R_{\text{пм}}$, Ом, определяют по формуле

$$R_{\text{пм}} = \frac{Z_2}{sh(\alpha_2 \cdot l)} \cdot (ch(\alpha_1 \cdot l) - ch(\alpha_2 \cdot l)), \quad (7.2)$$

где α_1 и α_2 - постоянные распространения соответственно первого и второго трубопровода ($\alpha_1 < \alpha_2$);

Z_2 - характеристическое сопротивление трубопровода, имеющего наихудшее защитное покрытие, Ом;

l - плечо защитной зоны, м.

При электрическом соединении нескольких трубопроводов сопротивление перемычки определяют попарно, а на одном трубопроводе из них должна быть оборудована точка дренажа.

Сечение перемычки $S_{\text{пм}}$, мм², вычисляют по формуле

$$S_{ПМ} = \frac{\rho_{ПМ} \cdot l_{ПМ}}{R_{ПМ}}, \quad (7.3)$$

где $\rho_{ПМ}$ - удельное электрическое сопротивление материала перемычки, Ом·м;

$l_{ПМ}$ - длина перемычки, м;

$R_{ПМ}$ - сопротивление перемычки, Ом.

7.1.13 Включение нескольких преобразователей катодной защиты с разными точками дренажа на одно АЗ не допускается.

7.1.14 Схемы совместной катодной защиты параллельных трубопроводов приведены в 7.1.14.1-7.1.14.2.

7.1.14.1 Одна катодная установка на несколько параллельных трубопроводов при общей силе тока защиты не более 30 А на 30 год эксплуатации. АЗ допускается располагать по любую сторону от трубопроводов.

7.1.14.2 Две катодных установки при числе параллельных трубопроводов больше трех, при общей силе тока защиты не более 40 А на 30 год эксплуатации. АЗ катодных установок могут быть расположены как по одну сторону от трубопроводов, так и по разные стороны.

7.1.15 При силе тока защиты каждого трубопровода более 15 А катодные установки должны быть оборудованы на каждом трубопроводе, а точки дренажа соединены через БСЗ.

7.1.16 При расстоянии между параллельными трубопроводами более 50 м независимо от силы защитного тока проектируют УКЗ на каждом трубопроводе.

7.1.17 Для переходов коридора многониточных трубопроводов через водные преграды протяженностью более 5 км следует предусматривать отдельную защиту каждого трубопровода с применением ВЭИ по 5.7.

7.1.18 Размещение преобразователей УКЗ при отдельной защите многониточного коридора следует преимущественно осуществлять в едином блок-боксе, расположенном на площадке кранового узла вне взрывоопасной зоны.

7.1.19 В местах сближения (до 30 м) или пересечения трубопроводов в магистральном многониточном коридоре следует устанавливать КИП, на клеммную панель которых выводят проводники от этих трубопроводов с соответствующей маркировкой.

7.1.20 При проектировании совместной дренажной защиты нескольких параллельных трубопроводов силу дренажного тока определяют по 6.5.

7.2 Временная электрохимическая защита трубопроводов

7.2.1 Для защиты трубопроводов на период строительства и до ввода в эксплуатацию средств ЭХЗ, предусмотренных проектными решениями, применяют в основном временную протекторную защиту.

В случае строительства трубопровода параллельно построенному трубопроводу, оснащенному системой катодной защиты, временную защиту допускается осуществлять подключением средств ЭХЗ от эксплуатируемого трубопровода.

Временную защиту подземных коммуникаций КС и промышленных площадок допускается осуществлять УКЗ с использованием протяженных АЗ, уложенных в одну траншею с трубопроводом. Подключение УКЗ к источнику электроснабжения производят временными

кабельными линиями.

7.2.2 Размещение протекторных групп для временной защиты осуществляют в грунтах с удельным электрическим сопротивлением до 500 Ом·м.

7.2.3 Для сооружений, располагающихся в грунтах с удельным электрическим сопротивлением выше 150 Ом·м и низкой коррозионной агрессивностью, временную защиту следует проектировать с учетом минимального смещения поляризационного потенциала относительно естественного потенциала сооружения не менее чем на 100 мВ.

7.2.4 Протекторы временной защиты следует подключать к сооружению через линейный КИП, предусмотренный проектом.

7.2.5 В качестве средства временной защиты участка трубопровода допускается использовать протекторы, предусмотренные проектом для защиты кожуха на переходах через авто- и железные дороги.

7.2.6 При расчете временной защиты от коррозии трубопровода с помощью протекторов определяют их необходимое количество. Расчет выполняют по 6.4.

7.2.7 Если по расчетам длина защитной зоны протектора больше участка трубопровода между крановыми узлами, то следует проектировать по одному протектору на один крановый узел.

7.2.8 В анодных и знакопеременных зонах блуждающих токов количество протекторов следует удваивать относительно расчетного количества.

7.3 Электрохимическая защита подземных сооружений промышленных площадок компрессорных станций, газораспределительных станций, подземных хранилищ газа и установок комплексной подготовки газа

7.3.1 Технологические коммуникации КС, ГРС, ПХГ и УКПГ, (например, шлейфы, трубопроводы пускового, топливного и импульсного газа и другие трубопроводы) следует электрически отделять с помощью ВЭИ от линейной части трубопроводов.

7.3.2 АЗ следует размещать по 5.3. ЭХЗ подземных коммуникаций промышленных площадок осуществляют с помощью УКЗ и комбинированных АЗ (глубинных и подповерхностных) в соответствии с УПР.ЭХЗ-02-2013 [3]. Для оптимизации эксплуатационных затрат целесообразно осуществлять проектирование средств ЭХЗ для отдельных групп технологически соединенных коммуникаций с помощью УКЗ малой мощности и подповерхностных АЗ.

7.3.3 Если на линейной части трубопровода предусматривается установка УДЗ на расстоянии до 5000 м от промышленных площадок, то проектируемые средства ЭХЗ должны обеспечивать режим с автоматическим поддержанием защитного потенциала.

7.3.4 Исходными данными для проектирования ЭХЗ являются следующие данные:

- план промышленной площадки с указанием размещения оборудования, трубопроводов и инженерных сетей, включая фундаменты и контура защитных и других заземлений;
- перечень всех подземных трубопроводов с указанием их длины и диаметра и типа изоляции;
- конструкция, материал и глубина прокладки контуров защитных заземлений;
- удельное электрическое сопротивление грунтов, измеренное на площадке по квадратной сетке с размерами сторон 10 м;

- результаты вертикального электрического зондирования¹⁾ по периметру промышленной площадки на глубину до 100 м, для северных регионов и зон распространения многолетнемерзлых грунтов до глубины 200 м;

¹⁾ По три вертикальных электрических зондирования на каждой стороне площадки.

- максимальная температура перекачиваемого продукта;

- оценка влияния блуждающих токов от источников постоянного и переменного тока.

За максимальную температуру перекачиваемого продукта принимают проектную максимальную среднесуточную температуру газа в технологических трубопроводах. За величину удельного электрического сопротивления грунта принимают ее минимальное значение, полученное на площадке при изысканиях.

7.3.5 Задачей проектирования является обеспечение эффективной ЭХЗ подземных коммуникаций КС, ГРС, ПХГ и УКПГ с определением количества средств ЭХЗ, их мощности и размещения.

7.3.6 Общую силу защитного тока подземных коммуникаций промышленных площадок $I_{пл}$, А, вычисляют по формуле

$$I_{пл} = I_{ТП} + I_{он} + I_{ф} + I_{з}, \quad (7.4)$$

где $I_{ТП}$ - общий защитный ток, необходимый для трубопроводов (стальных емкостей) с защитным покрытием, А;

$I_{он}$ - ток, отводимый на подземные части опорных конструкций (стальных свай) без защитного покрытия, имеющих гальванический контакт с защищаемыми трубопроводами, А;

$I_{ф}$ - ток, отводимый на подземные части фундаментных железобетонных оснований без защитного покрытия, имеющих гальванический контакт с защищаемыми трубопроводами, А;

$I_{з}$ - ток, отводимый на заземление электроустановок, А.

Общий защитный ток, необходимый для трубопроводов (стальных емкостей) с защитным покрытием $I_{ТП}$, А, вычисляют по формуле

$$I_{ТП} = 1,25 \cdot f_{ТП} \cdot j_{ТП} \cdot \sum_{i=1}^{N_{ТП}} S_{iТП}, \quad (7.5)$$

где $f_{ТП}$ - коэффициент разрушения защитного покрытия трубопровода (стальных емкостей);

$j_{ТП}$ - защитная плотность тока для подземного трубопровода, А/м²;

$N_{ТП}$ - общее количество подземных трубопроводов на площадке;

$S_{iТП}$ - площадь поверхности i -го трубопровода, м², вычисляемая по формуле

$$S_{iТП} = \pi \cdot D_{iТП} \cdot L_{iТП}, \quad (7.6)$$

где π - математическая постоянная ($\pi = 3,14$);

$D_{iТП}$ - диаметр i -го трубопровода, м;

$L_{iТП}$ - протяженность i -го трубопровода, м.

Ток, отводимый на подземные части опорных конструкций (стальных свай) без защитного покрытия, имеющих гальванический контакт с защищаемыми трубопроводами $I_{оп}$, А, вычисляют по формуле

$$I_{оп} = j_{оп} \cdot \sum_{i=1}^{N_{оп}} S_{iоп}, \quad (7.7)$$

где $j_{оп}$ - защитная плотность тока для подземной части опорных конструкций, А/м²;

$N_{оп}$ - общее количество опорных конструкций на площадке;

$S_{iоп}$ - площадь поверхности i -ой опорной конструкции, контактирующая с грунтом, м².

Ток, отводимый на подземные части фундаментных железобетонных оснований без защитного покрытия, имеющих гальванический контакт с защищаемыми трубопроводами, $I_{ф}$, А, вычисляют по формуле

$$I_{ф} = j_{ф} \cdot \sum_{i=1}^{N_{ф}} S_{iф}, \quad (7.8)$$

где $j_{ф}$ - защитная плотность тока для подземных частей фундаментных оснований, А/м²;

$N_{ф}$ - общее количество фундаментных оснований на площадке;

$S_{iф}$ - площадь поверхности i -го фундаментного основания, контактирующего с грунтом, м².

Ток, отводимый на заземление электроустановок, $I_з$, А, вычисляют по формуле

$$I_з = j'_з \cdot \sum_{i=1}^{N_з} L_{iз} \quad (7.9)$$

где $j'_з$ - защитная плотность тока на единицу длины, отводимая на заземление электроустановок ($j'_з = 0,001$), А/м;

$N_з$ - общее количество заземлителей;

$L_{iз}$ - протяженность i -го заземлителя, м.

Коэффициент разрушения защитного покрытия трубопровода (стальных емкостей), $f_{тр}$, вычисляют по формуле

$$f_{тр} = f_{t=0} + (\Delta f_{тр} \cdot t), \quad (7.10)$$

где $f_{t=0}$ - начальный коэффициент разрушения защитного покрытия трубопровода при вводе в эксплуатацию ($f_{t=0} = 0,001$);

$\Delta f_{тр}$ - среднее ежегодное увеличение коэффициента разрушения защитного покрытия трубопровода (для покрытий заводского нанесения - $\Delta f_{тр} = 0,0003$; для покрытий трассового нанесения $\Delta f_{тр} = 0,003$);

t - расчетный срок службы, год.

7.3.7 Защитная плотность тока подземных сооружений промышленных площадок приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Защитная плотность тока подземных сооружений промышленных площадок

Наименование защищаемого объекта	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м	Наличие блуждающих токов	Защитная плотность тока, мА/м ²
Подземный трубопровод (стальная емкость)	<300	Имеются	0,19
		Не имеются	0,14
	>300	Имеются	0,11
		Не имеются	0,08
Опорная конструкция (стальная свая)	<300	Не влияет	300
	>300		200
Фундаментное основание (железобетон)	<300		10
	>300		8

7.3.8 Влияние блуждающих токов оценивают в соответствии с ГОСТ 9.602.

7.3.9 Количество УКЗ для промышленных площадок $N_{укз}$, штук, определяют с учетом требований по 5.2.1, коэффициента запаса 0,7 и вычисляют по формуле

$$N_{укз} = \frac{I_{пл}}{0,7 \cdot I_H}, \quad (7.11)$$

где $I_{пл}$ - общий защитный ток подземных коммуникаций площадки, А;

I_H - номинальный выходной ток катодного преобразователя, определяемый по технической документации, А.

7.3.10 Проектные решения по типу и конструкции АЗ должны соответствовать 5.3 и 6.3.

7.3.11 Оптимальные режимы работ УКЗ промышленной площадки определяют при проведении пусконаладочных работ.

7.3.12 На территории промышленных площадок КИП необходимо устанавливать по 5.6.

7.4 Электрохимическая защита трубопроводов на участках пересечения с железными и автомобильными дорогами и водными преградами

7.4.1 ЭХЗ трубопроводов и кожухов на участках пересечения с железными и автомобильными дорогами и водными преградами следует проектировать в соответствии с СТО Газпром 9.2-002-2019 (раздел 8).

7.4.2 Расчет параметров протекторной защиты кожухов следует проводить по 6.4.

7.4.3 Силу тока в цепи "протектор-кожух" $I_{пк}$, А, вычисляют по формуле

$$I_{пк} = \frac{U_{п} - U_{ек} - 1,1 \cdot U_{кзм} - 0,064 \cdot S_{п}}{R_{пк}}, \quad (7.12)$$

где $U_{п}$ - стационарный потенциал протектора, В;

$U_{ек}$ - естественный потенциал кожуха, В;

$U_{кзм}$ - минимальное смещение потенциала кожуха, В, которое вычисляют по формуле

$$U_{K3M} = U_M - U_{ек}, \quad (7.13)$$

где U_M - минимальный защитный потенциал кожуха, В;

$R_{пк}$ - сопротивление цепи "протектор-кожух", Ом, которое вычисляют по формуле

$$R_{пк} = R_{пп} + R_{пп} + R_{БК}, \quad (7.14)$$

где $R_{пп}$ - сопротивление медного провода, соединяющего протектор с кожухом, Ом, определяемое по 6.4.3.3;

$R_{пп}$ - сопротивление растеканию тока протекторов, Ом, определяемое по 6.4.3.4;

$R_{БК}$ - входное сопротивление кожуха, Ом.

Если значения $U_{п}$ и $U_{ек}$ неизвестны, то разность потенциалов $U_{п} - U_{ек}$ для магниевых протекторов следует принимать равной 1 (одному) В.

Входное сопротивление кожуха $R_{БК}$, Ом, вычисляют по формуле

$$R_{БК} = \sqrt{R_K \cdot R_{п}} \cdot \operatorname{cth} \alpha, \quad (7.15)$$

где R_K - продольное сопротивление кожуха, Ом/м;

$R_{п}$ - переходное сопротивление кожуха, Ом·м;

α - постоянная распространения тока вдоль кожуха, 1/м, которую вычисляют по формуле

$$\alpha_K = \sqrt{\frac{R_K}{R_{п}}}, \quad (7.16)$$

где R_K - продольное сопротивление кожуха, Ом/м;

$R_{п}$ - переходное сопротивление кожуха, Ом·м.

7.4.4 Длину участка кожуха $l_{зкп}$, м, защищаемого одним протектором, на конец планируемого периода, вычисляют по формуле

$$l_{зкп} = \frac{I_{п} \cdot R_{пнк} \cdot e^{-\gamma T_{п}}}{1,15 \cdot \pi \cdot U_{K3M} \cdot D_K}, \quad (7.17)$$

где $R_{пнк}$ - начальное значение переходного сопротивления кожуха, Ом·м²;

γ - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления защитного покрытия во времени (равен 0,05 1/год);

$T_{п}$ - планируемый срок эксплуатации протектора, год;

$U_{кзм}$ - минимальное смещение потенциала кожуха, В;

D_K - диаметр кожуха, м.

7.4.5 Количество протекторов, необходимое для защиты кожуха, $N_{п}$, штук, определяют по формуле

$$N_{п} = \frac{l_K}{l_{зкп}}, \quad (7.18)$$

где l_k - длина кожуха, м;

$l_{зкп}$ - длина участка кожуха защищаемого одним протектором на конец планируемого периода м.

7.4.6 Количество протекторов, рассчитанное по формуле (7.18), необходимо распределить между двумя группами, устанавливаемыми с обоих концов кожуха. При невозможности установки протекторов с обоих концов кожуха и длине защитной зоны протекторов больше длины кожуха, допускается устанавливать все протекторы с одного его конца.

7.4.7 Параметры протекторной защиты кожухов уточняют при пусконаладочных работах системы ЭХЗ трубопровода.

7.4.8 Расчет ЭХЗ кожуха с помощью маломощных катодных установок проводят по 6.2.

7.4.9 Входное сопротивление кожуха Z_{BK} , Ом, как функцию времени эксплуатации вычисляют по формуле

$$Z_{BK}(t) = \frac{1}{2} \sqrt{R_K \cdot R_{ПHK}(t)}, \quad (7.19)$$

где $R_{ПHK}(t)$ - значение переходного сопротивления единицы длины кожуха через t лет, Ом·м;

R_K - продольное сопротивление кожуха, Ом/м, которое вычисляют по формуле

$$R_K = \frac{\rho_K}{\pi(D_K - \delta_K) \cdot \delta_K}, \quad (7.20)$$

где ρ_K - удельное электрическое сопротивление материала кожуха, Ом·м;

δ_K - толщина стенки кожуха, м.

Переходное сопротивление $R_{ПHK}(t)$, Ом·м, вычисляют по формуле

$$R_{ПHK}(t) = \frac{\rho_r}{2\pi} \ln \frac{0,4\pi \cdot R_{PK}}{D_K \cdot H_K \cdot R_K} + \frac{R_{ИЗK}}{\pi D_K} \cdot e^{-\gamma t}, \quad (7.21)$$

где ρ_r - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

R_{PK} - сопротивление растеканию кожуха, Ом·м;

D_K - диаметр кожуха, м;

H_K - глубина залегания кожуха, м;

R_K - продольное сопротивление кожуха, Ом/м;

$R_{ИЗK}$ - начальное значение сопротивления изоляции кожуха, Ом·м²;

γ - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления защитного покрытия во времени (равен 0,05 1/год);

$T_{П}$ - планируемый срок эксплуатации протектора, год.

7.4.10 Силу тока катодной установки I , А, вычисляют по формуле

$$I = \frac{2U_{KZO}}{Z_{BK}(t)}, \quad (7.22)$$

где U_{KZO} - смещение потенциала кожуха в точке дренажа, В, которое определяют по формуле

$$U_{KZO} = U_O - U_{ек}, \quad (7.23)$$

где U_O - максимальный защитный потенциал кожуха, В;

$U_{ек}$ - естественный потенциал кожуха, В.

7.4.11 На всех водных переходах длиной более 500 м необходимо устанавливать КИП для контроля потенциала и силы тока в трубопроводе по обе стороны от перехода.

7.5 Электрохимическая защита обсадных колонн скважин промышленных сооружений и подземных хранилищ газа

7.5.1 Исходными данными при проектировании ЭХЗ скважины (куста скважин) являются:

- количество скважин на промысле;
- количество скважин в кусте и их размещение;
- длина скважин.

7.5.2 Проектирование ЭХЗ обсадных колонн скважин осуществляют исходя из минимальной защитной плотности тока на наружной поверхности¹⁾ 5 мА/м². Отказ от ЭХЗ для защиты обсадных колонн скважин должен быть обоснован и разработано технико-экономическое обоснование безопасной эксплуатации оборудования скважины в течение всего срока службы.

¹⁾ Без учета площади поверхности участков между направлением и кондуктором, кондуктором и эксплуатационной колонной (с учетом конструкции конкретной скважины).

7.5.3 Для эффективной защиты промышленного объекта следует предусматривать ВЭИ по 5.7 между скважиной (кустами скважин) и газосборным коллектором, УКПГ и трубопроводами газосборных коллекторов.

Приложение А (рекомендуемое)

Проектирование электрохимической защиты участков магистральных трубопроводов, находящихся под воздействием переменного тока, индуцированного от воздушных линий электропередачи

А.1 Магнитные поля трехфазных ВЛ являются источником переменного тока в магистральных трубопроводах. При возникновении взаимной индуктивности между фазами ВЛ и трубопроводом в последнем создается продольная ЭДС с соответствующим продольным током. В результате на трубопроводе возникает потенциал (по переменному току) $U_{ТЗ}$, распределение которого по его длине трубопровода зависит от следующих факторов:

- величины ЭДС;

- сопротивления изоляционного покрытия и комплексного сопротивления утечки трубопровода (например, дефекты в изоляции, заземляющие устройства, УПЗ и пр.);
- удельного электрического сопротивления грунта по трассе трубопровода.

А.2 Для обеспечения коррозионной безопасности и электробезопасности персонала соблюдают следующие условия

$$U_{T3}(x) \leq \frac{\pi d \rho}{8} j_{кр}, \quad (A.1)$$

$$U_{T3}(x) \leq U_{нп}, \quad (A.2)$$

где x - продольная координата трубопровода, м;

$U_{T3}(x)$ - потенциал трубопровода, В;

$U_{нп}$ - критическая величина напряжения прикосновения, В;

d - диаметр дефекта в защитном покрытии, м;

ρ - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

$j_{кр}$ - критическая величина плотности переменного тока в дефекте изоляции, А/м².

А.3 При проектировании трубопроводов, расположенных в зоне влияния ВЛ, основной задачей является проверка условий (А.1) и (А.2) и определение параметров УЗТ от воздействия переменного тока при необходимости. Для этого определяют значение потенциала трубопровода (по переменному току) в любой точке трубопровода в зоне влияния ВЛ, т.е. определение функции $U_{T3}(x)$ на интервале $[0, l_{вл}]$, где $l_{вл}$ - протяженность зоны влияния ВЛ на трубопровод.

При параллельном следовании трубопровода и ВЛ для определения потенциалов U_{T3} используют уравнение линии переменного тока, учитывающее взаиморасположение трубопровода и ВЛ и вектор продольной ЭДС в трубопроводе $\vec{E}$

$$U_{T3} = \frac{\vec{E}}{2\gamma} (e^{-\gamma x} - e^{-\gamma(L-x)}), \quad (A.3)$$

где U_{T3} - потенциал трубопровода, В;

L - протяженность участка параллельного следования трубопровода и ВЛ;

$\vec{E}$ - вектор продольной ЭДС, В/м;

γ - коэффициент распространения, 1/м.

А.4 Расчет проводят в абсолютных величинах (модулях), поэтому формула (А.3) для участка с максимальным значением потенциала (на концах участка при $x=0$) принимает вид

$$|U_{T3 \max}| = \frac{|E|}{2|\gamma|} \sqrt{\left[1 - \frac{\cos(|\gamma| L \cdot \sin \varphi_\gamma)}{\exp(|\gamma| L \cdot \cos \varphi_\gamma)}\right]^2 + \left[\frac{\sin(|\gamma| L \cdot \sin \varphi_\gamma)}{\exp(|\gamma| L \cdot \cos \varphi_\gamma)}\right]^2} \quad (A.4)$$

при

$$|\gamma| = \sqrt[4]{\left[\left(\frac{\sqrt{\rho_{st}\mu_0\omega}}{\pi D_T \sqrt{2}} + \frac{\mu_0\omega}{8} \right)^2 + \left(\frac{\mu_0\omega}{4\pi} 2 \ln \left(\frac{3,7\sqrt{\rho_r}}{D_T \sqrt{\mu_0\omega}} \right) + \frac{\sqrt{\rho_{st}\mu_0\omega}}{\pi d \sqrt{2}} \right)^2 \right] \times \left[\left(\frac{\pi D_T}{R_{uz}} \right)^2 + \left(\frac{\omega \pi D_T \varepsilon_0 \varepsilon}{\delta} \right)^2 \right]}; \quad (A.5)$$

$$\phi_\gamma = 0,5 \left[\arctg \left(\left[\frac{\mu_0\omega}{4\pi} 2 \ln \left(\frac{3,7\sqrt{\rho_r}}{D_T \sqrt{\mu_0\omega}} \right) + \frac{\sqrt{\rho_{st}\mu_0\omega}}{\pi D_T \sqrt{2}} \right] / \left[\frac{\sqrt{\rho_{st}\mu_0\omega}}{\pi D_T \sqrt{2}} + \frac{\mu_0\omega}{8} \right] \right) + \arctg \left(\frac{\omega \varepsilon_0 \varepsilon R_{uz}}{\delta} \right) \right], \quad (A.6)$$

где $|E|$ - модуль продольной ЭДС, В/(А·м), определяемый по диаграмме, приведенной на рисунке А.1;

U_{T3max} - максимальное значение потенциала трубопровода, удовлетворяющее по критерию $j_{кр}$, В;

ϕ_γ - фазовый угол коэффициента распространения;

ρ_{st} - удельное электрическое сопротивление стали, Ом·мм²/м;

μ - магнитная проницаемость стали;

μ_0 - магнитная постоянная, Гн/м;

D_T - наружный диаметр трубопровода, м;

R_{uz} - удельное электрическое сопротивление защитного покрытия, Ом·м²;

ω - угловая частота ВЛ, 1/с;

ρ_r - удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

ε_0 - электрическая постоянная, 8,854·10⁻¹² Ф/м;

ε - диэлектрическая постоянная материала изоляции трубы;

δ - толщина защитного покрытия, м.

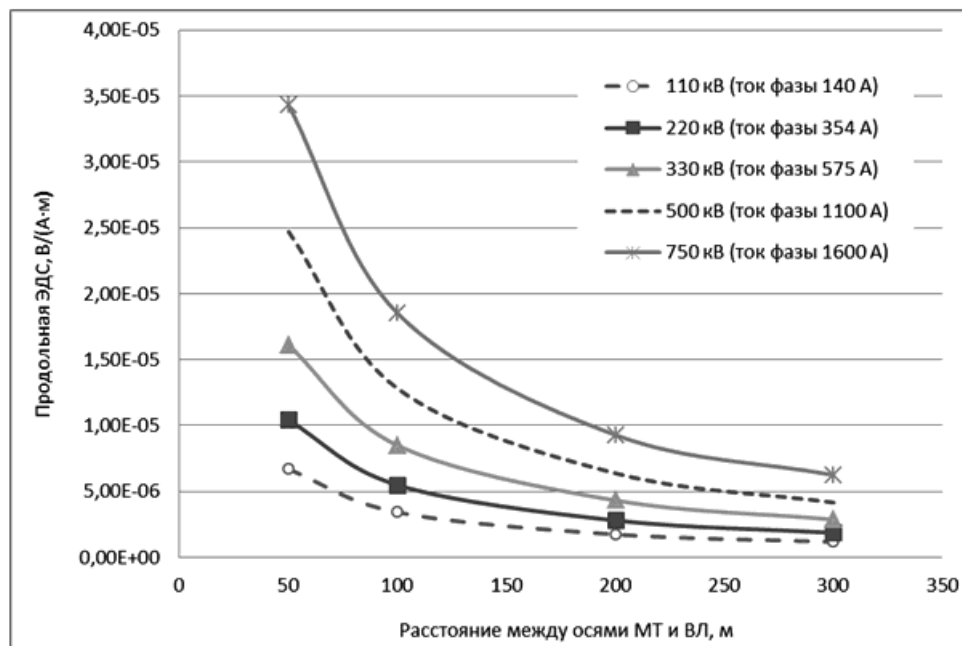


Рисунок А.1 - Величина продольной ЭДС в трубопроводе в зависимости от расстояния между осями трубопровода и ВЛ

А.5 Трансцендентное уравнение (А.4) используют для расчета предельной протяженности длины трубопровода L (А.7), при которой не будет превышена величина максимальная разность потенциалов труба-земля $U_{ТЗ\max}$. Если протяженность участка влияния ВЛ превышает величину L , то предусматривают установки УЗТ от воздействия переменного тока.

Предельную протяженность длины трубопровода L вычисляют по формуле

$$L = \frac{\ln\left(\frac{|E|}{|E| - 2 \cdot U_{ТЗ\max} \cdot |\gamma| \cdot \cos\phi_\gamma}\right)}{|\gamma| \cdot \cos\phi_\gamma}, \quad (\text{А.7})$$

где $|E|$ - модуль продольной ЭДС, В/(А·м), определяемый по диаграмме, приведенной на рисунке А.1;

$U_{ТЗ\max}$ - максимальное значение потенциала трубопровода, удовлетворяющее по критерию $j_{кр}$, В;

γ - коэффициент распространения, 1/м;

ϕ_γ - фазовый угол коэффициента распространения.

Количество УЗТ и их размещение определяется расположением ВЛ и трубопровода, характеристиками трубопровода и грунта в месте установки заземления и носит итерационный характер, включающий подбор и проверку нескольких вариантов размещения УЗТ. Наиболее рациональным является проектирование средств защиты от переменного тока ВЛ с помощью компьютерных программ, реализующих вышеуказанный алгоритм.

Приложение Б (справочное)

Значения продольного сопротивления трубопровода R_T при различной толщине стенки трубы

Значения продольного сопротивления трубопровода R_T при различной толщине стенки трубы приведены в таблицах Б.1 и Б.2. В расчете за R_T принимают величину, приведенную в таблицах Б.1 и Б.2 и умноженную на 10^{-6} (например, для труб диаметром 0,82 м и толщиной стенки 8 мм продольное сопротивление равно $12,0 \cdot 10^{-6}$ Ом/м).

Таблица Б.1 - Значения продольного сопротивления трубопровода R_T при толщине стенки трубы от 4 до 9,5 мм при условии, что $\rho_T = 2,45 \cdot 10^{-7}$ Ом·м, $t = 20^\circ\text{C}$

Диаметр трубы D_T , м	Толщина стенки трубы $\delta_T \cdot 10^{-3}$, м										
	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5
0,146	137,0	111,0	101,0	92,8	86,0	80,2	75,1	70,6	-	-	-
0,152	132,0	106,0	96,8	89,0	82,5	76,8	72,0	67,7	-	-	-
0,159	126,0	101,0	92,4	85,0	78,7	73,3	68,6	64,6	-	-	-
0,168	119,0	95,7	87,3	80,2	74,3	69,2	64,8	60,9	-	-	-
0,180	111,0	89,1	81,3	74,7	69,2	64,4	60,3	56,7	-	-	-
0,194	103,0	82,5	75,2	69,1	64,0	59,6	55,8	52,4	-	-	-
0,219	90,7	72,9	66,4	61,0	56,5	52,6	49,2	46,2	-	-	-
0,245	80,9	65,0	59,2	54,4	50,3	46,8	43,8	41,1	-	-	-
0,273	72,5	58,2	53,0	48,7	45,0	41,9	39,2	36,8	-	-	-
0,299	66,1	53,1	48,3	44,4	41,0	38,2	35,7	33,5	-	-	-
0,325	60,7	48,7	44,4	40,7	37,7	35,0	32,8	30,8	-	-	-
0,377	52,3	41,9	38,2	35,0	32,4	30,1	28,1	26,4	24,9	-	-
0,426	46,2	37,0	33,7	30,9	28,6	26,6	24,8	23,3	22,0	20,8	-
0,530	-	29,7	27,0	24,8	22,9	21,3	19,9	18,7	17,6	16,6	-
0,720	-	-	-	-	16,8	15,6	14,6	13,7	12,9	12,2	11,6
0,820	-	-	-	-	-	-	12,8	12,0	11,3	10,7	10,1
1,020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,57	8,12

Таблица Б.2 - Значения продольного сопротивления трубопровода R_T при толщине стенки трубы от 10 до 20 мм при условии, что $\rho_T = 2,45 \cdot 10^{-7}$ Ом·м, $t = 20^\circ\text{C}$

Диаметр трубы D_T , м	Толщина стенки трубы $\delta_T \cdot 10^{-3}$, м										
	10,00	10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	14,0	15,0	16,0	17,0	20,0
0,72	11,00	10,50	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-
0,82	9,63	9,18	8,76	8,39	-	-	-	-	-	-	-

1,02	7,72	7,36	7,03	6,72	6,45	6,19	5,54	5,17	4,85	4,57	-
1,22	-	-	5,86	5,61	5,38	5,17	4,62	4,31	4,05	3,81	3,25
1,42	-	-	-	-	-	-	3,96	3,70	3,47	3,27	2,79
1,62	-	-	-	-	-	-	3,47	3,24	3,04	2,86	2,44

Библиография

- [1] Регламент формирования и ведения Единого Реестра материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО "Газпром" (утвержден приказом ПАО "Газпром" от 03.10.2018 N 582)
- [2] Унифицированные проектные решения по электрохимической защите подземных коммуникаций УПР.ЭХЗ-01-2013 Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии. Альбом 1 (утвержден заместителем председателя Правления ОАО "Газпром" В.А.Маркеловым 13.01.2014)
- [3] Унифицированные проектные решения по электрохимической защите подземных сооружений УПР.ЭХЗ-02-2013 Типовые схемы электрохимической защиты от коррозии. Альбом 2 (утвержден заместителем председателя Правления ОАО "Газпром" В.А.Маркеловым 13.01.2014)
- [4] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание седьмое (утверждены приказом Минэнерго России от 06.10.99)
- [5] Унифицированные проектные решения по системам дистанционного коррозионного мониторинга объектов УПР.ЭХЗ-02-01-2010-СКМ Схемные решения, узлы и детали. (Альбом СКМ) Альбом 2 (утвержден заместителем председателя Правления ОАО "Газпром" А.Г.Ананенковым 22.02.2011)
- [6] Рекомендации ОАО "Газпром" Р Газпром 9.2-024-2013 Защита от коррозии. Рекомендации по электрохимической защите многониточных систем магистральных газопроводов

Региональное приложение 1

Положения настоящего стандарта, содержащие особенности применения на территории Республики Беларусь

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Республики Беларусь
5.1.7	Прокладка кабельных линий системы ЭХЗ должна осуществляться в соответствии с ТКП 339-2011 [1].
5.3.4	При проектировании АЗ должно быть обеспечено выполнение нормативных показателей в соответствии с ТКП 339-2011 [1] в части требований к шаговому напряжению и напряжению прикосновения.

Библиография регионального приложения 1

- [1] Технический кодекс установившейся практики Минэнерго Республики Беларусь ТКП 339-2011 Электроустановки на напряжение до 750 кв. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов, приведенных в элементе "Библиография регионального приложения", на территории Республики Беларусь по соответствующим официальным информационным указателям. 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.

Региональное приложение 2

Положения настоящего стандарта, содержащие особенности применения на территории Республики Армения

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Республики Армения
5.1.7	Прокладка кабельных линий системы ЭХЗ должна осуществляться в соответствии с Правилами [1].
5.3.4	При проектировании АЗ должно быть обеспечено выполнение нормативных показателей в соответствии с Правилами [1] в части требований к шаговому напряжению и напряжению прикосновения.

Библиография регионального приложения 2

- [1] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (утверждены постановлением Правительства Республики Армения от 27.12.2007 N 1605-Н)

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов, приведенных в элементе "Библиография регионального приложения", на территории Республики Армения по соответствующим официальным информационным указателям. 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.

Региональное приложение 3

Положения настоящего стандарта, содержащие особенности применения на территории Кыргызской Республики

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Кыргызской Республики
5.1.7	Прокладка кабельных линий системы ЭХЗ должна осуществляться в соответствии с Правилами [1].
5.3.4	При проектировании АЗ должно быть обеспечено выполнение нормативных показателей в соответствии с Правилами [1] в части требований к шаговому напряжению и напряжению прикосновения.

Библиография регионального приложения 3

- [1] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание шестое (утверждены приказом Минэнерго СССР от 06.06.84 N Э-8/84)

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов, приведенных в элементе "Библиография регионального приложения", на территории Кыргызской Республики по соответствующим официальным информационным указателям. 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.

ОКС 75.200

Ключевые слова: защита от коррозии, проектирование, электрохимическая защита, выбор, расчет, параметры

Электронный текст документа
подготовлен АО "Кодекс" и сверен по:
тексту документа, утвержденному и
зарегистрированному в установленном
ПАО "Газпром" порядке