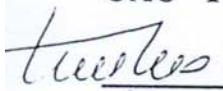
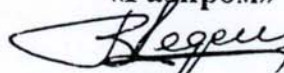


Открытое Акционерное Общество "Газпром"
ООО "Научно-исследовательский институт
природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ"

СОГЛАСОВАНО
Начальник Отдела
защиты от коррозии
ОАО "Газпром"

 И.А. ТЫЧКИН
«20» 02 2004 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель начальника
Департамента по транспорти-
ровке, подземному хранению
и использованию газа ОАО
«Газпром»

 В.Н. ДЕДЕШКО
«23» 02 2004 г.

**РУКОВОДСТВО
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ
ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ
ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ**
(для опытно-промышленной апробации)

Генеральный директор
ООО «ВНИИГАЗ»

 Р.М. ТЕР-САРКИСОВ
«12» 02 2004 г.



МОСКВА 2004 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ.....	7
2 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	11
2.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	11
2.2 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ	12
3 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ.....	17
3.1 ОРГАНИЗАЦИЯ СЛУЖБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ	17
3.2 РЕГЛАМЕНТ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТЫ.....	21
3.3 ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ	27
3.4 ЭКСПЛУАТАЦИЯ СРЕДСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УСТАНОВОК КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ.....	30
3.5 ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТЫ.....	35
3.6 ОРГАНИЗАЦИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ.....	39
3.7 ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ, ГАЗОПРОМЫСЛОВ И ПХГ	44
4 ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ СРЕДСТВ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ	53
4.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	53
4.2 ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ	54
4.3 ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ПОЛЯРИЗОВАННЫХ ДРЕНАЖЕЙ	56
4.4 ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ПРОТЕКТОРОВ	57
4.5 КОНТРОЛЬ АНОДНЫХ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ	58
4.6 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ	58
5 МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ЭЛЕКТРОИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ.....	60
5.1 ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ИЗМЕРЕНИЙ, ПРИБОРЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.....	60
5.2 ИЗМЕРЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛОВ ЗАЩИЩАЕМОГО СООРУЖЕНИЯ	66
5.3 ИЗМЕРЕНИЕ ПОЛЯРИЗАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА	69
5.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ КАТОДНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ НА СОСЕДНИЕ СООРУЖЕНИЯ	79
5.5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЛИЧИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ В ЗЕМЛЕ	80
5.6 ИЗМЕРЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ТОКА В ТРУБЕ	82
5.7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА.....	86
5.8 ИЗМЕРЕНИЯ НА ДОРОЖНЫХ ПЕРЕХОДАХ И ИЗОЛИРУЮЩИХ ФЛАНЦАХ (СОЕДИНЕНИЯХ).....	87
5.9 ИЗМЕРЕНИЯ НА ПРОТЕКТОРНЫХ УСТАНОВКАХ	91
5.10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГРУНТА.....	92
5.11 ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ РАСТЕКАНИЮ ТОКА ЗАЗЕМЛЕНИЙ.....	95
5.12 ИЗМЕРЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОДРЕНАЖНЫХ УСТАНОВКАХ.....	97
5.13 ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	99
6 КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, УЛОЖЕННЫХ В ГРУНТ.....	101
6.1 ЛОКАЛИЗАЦИЯ ТРАССЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЛОЖЕНИЯ ТРУБЫ	101
6.2 ОБНАРУЖЕНИЕ СКВОЗНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ	103
6.3 ИНТЕГРАЛЬНАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ.....	106

6.4	ОБСЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПУТЕМ ШУРФОВАНИЯ.....	110
7	ТЕХНОЛОГИИ ОБСЛЕДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	112
7.1	Виды и задачи ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ	112
7.2	Порядок проведения ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ.....	115
7.2.1	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	115
7.2.2	ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ.....	115
7.2.3	ТРАССОВЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ И ОБСЛЕДОВАНИЯ.....	115
7.2.4	ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА В ШУРФАХ.....	116
7.2.5	АНАЛИЗ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ	116
7.3	Технология обследований трубопроводов методами "ИНТЕНСИВНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ"	117
8	МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МГ ПО ДАННЫМ ВТД.....	119
8.1	Критерии оценки коррозионной опасности участков магистрального газопровода.....	119
8.2	Принципы выделения коррозионно-опасных участков магистральных газопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии	122
8.3	Методика уточнения границ участков ВКО и ПКО по критериям глубины и интенсивности коррозионных поражений.....	126
8.4	Методика долгосрочного прогноза коррозионного состояния участков МГ	128
8.5	Методические указания по составлению детального прогноза коррозионного состояния подземных магистральных трубопроводов.....	130
8.6	Краткие методические указания по организации мобильного и стационарного коррозионного мониторинга подземных газопроводов...	141
8.7	Технико-экономический аспект разграничения участков магистральных газопроводов по степеням и категориям коррозионной опасности	148
9	ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ. ПЕРВАЯ МЕДИЦИНСКАЯ ПОМОЩЬ ПРИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЯХ.....	150
9.1	Общие положения по технике безопасности.....	150
9.2	Основные требования безопасности при обслуживании установок катодной защиты	150
9.3	Меры безопасности при электроизмерительных работах.....	151
9.4	Безопасность работ на воздушных линиях электропитания.....	152
9.5	Техника безопасности при варке проводников к трубе.....	153
9.6	Меры предосторожности при других видах работ.....	154
9.7	Первая медицинская помощь при несчастных случаях	155
	П Р И Л О Ж Е Н И Я	160
	П1 КОРРОЗИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	161
П1.1	Общие представления о коррозии металлов	161
П1.2	Особенности подземной коррозии магистральных трубопроводов...	166
П1.3	Основные виды коррозии МГ	171

П1.3 Основные виды коррозии МГ	172
П1.4 Коррозионно-опасные участки магистральных трубопроводов	180
П2 ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	184
П2.1 Методы защиты подземных трубопроводов	184
П2.2 Основные типы антикоррозионных материалов и покрытий на их основе, применяемых для защиты магистральных газопроводов	187
П2.3 Установки катодной защиты	196
П2.4 Установки дренажной защиты	206
П2.5 Установки протекторной защиты	210
П2.6 Изолирующие соединения	214
П2.7 Технологическая схема электрохимической защиты с протяженными или распределенными анодами	216
П3 ОПЫТ РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ В СТАЦИОНАРНЫХ УСЛОВИЯХ	222
П4 УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕГЛАМЕНТУ КОНТРОЛЯ ЗАЩИТНЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ МГ И КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ПО “ГОРЯЧИМ” ТОЧКАМ	230
П5 ИНСТРУКЦИЯ ПО ЗОНД МОДУЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИЗМЕРЕНИЯ ПОЛЯРИЗАЦИОННЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	234
П5.1 Назначение и область применения	234
П5.2 Сущность методов, заложенных в новой технологии	234
П5.3 Необходимое оборудование, материалы, приборы	234
П5.4 Измерения поляризационного потенциала с помощью модулей	235
П5.5 Проведение измерений	239
П5.6 Особенности измерений на участках МГ в зонах действия блуждающих токов	240
П5.7 Обработка и представление результатов измерений	241
П5.8 Краткие указания по подготовке участков МГ для проведения измерений	242
П6 ПРИВАРКА ВЫВОДОВ КОНТРОЛЬНО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ И ДРЕНАЖНЫХ КАБЕЛЕЙ	243
П6.1 Термитная приварка	243
П6.2. Электродуговая приварка выводов	246
П6.3 Конденсаторная приварка выводов	247
П7 ТИПОВОЙ ТАБЕЛЬ ОСНАЩЕНИЯ СЛУЖБ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ЛИНЕЙНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УПРАВЛЕНИЙ	249
П8 ФОРМЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ И ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	257
П8.1 Паспорта	257
П8.2 Журналы	269
П8.3 Акты и протоколы	284
П8.4 Отчеты	297

1 ВВЕДЕНИЕ

В 1977 году ВНИИГАЗом было впервые разработано “Руководство по эксплуатации средств электрохимической защиты магистральных газопроводов”. В этом документе приводились нормативы и рекомендации по строительству и эксплуатации средств электрохимической защиты и по контролю качества изоляции подземных трубопроводов.

Развитие научных представлений о подземной коррозии и техники противокоррозионной защиты потребовало решения новых задач и определило новые подходы к защите от коррозии. Это нашло отражение в переработанном и дополненном Руководстве, изданном в 1986 году.

За время, прошедшее с момента выхода второй редакции Руководства появились новые тенденции в коррозии магистральных газопроводов (МГ): развитие стресс-коррозионных процессов, язвенная коррозия в зонах отслаивания пленочной изоляции. Разработаны новые методы противокоррозионных измерений, новые средства защиты и приборы контроля. Появилась возможность практического ознакомления с зарубежными технологиями, приборами и оборудованием противокоррозионной защиты, распространения опыта западных фирм в отечественной практике. Значительно возросли требования к качеству проектирования комплексной защиты магистральных трубопроводов и техническому уровню эксплуатации магистральных газопроводов. Разработаны ГОСТ Р 51164-98 “Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии”, Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов ВРД 39-1.10-006-2000*, “Зонд-модульная технология измерения поляризационного потенциала”, “Руководство по коррозионному мониторингу магистральных трубопроводов” и другая нормативно-техническая документация. Появился богатый опыт предприятий по практической эксплуатации средств комплексной противокоррозионной защиты. Это вызвало необходимость переработки и выпуска новой редакции “Руководства по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов”.

В третьем издании «Руководства» рассмотрены причины возникновения и виды подземной коррозии магистральных газопроводов, вопросы комплексной защиты подземных сооружений, средства пассивной и активной защиты. Большое внимание уделено новым технологиям противокоррозионных измерений, в частности, измерению поляризационного потенциала, отражены новые технологии измерений, изложены основы коррозионного мониторинга и диагностики коррозии линейной части трубопроводов и подземных коммуникаций компрессорных станций. Переработан раздел оценки степени коррозионной опасности и прогноза коррозии газопроводов.

Расширен раздел по технике безопасности и введен новый раздел по оказанию первой медицинской помощи при несчастных случаях при выполнении работ на магистральных газопроводах.

Руководство дополнено приложениями, содержащими таблицы технического оснащения служб защиты от коррозии с учетом территориально-климатических зон, формы технической и отчетной документации.

Приведены основные требования к системам противокоррозионной защиты, порядок организации служб защиты отрасли, методические указания по эксплуатации систем ЭХЗ, основные методы измерений на трубопроводах, контроля защищенности и состояния противокоррозионной защиты трубопроводов. Приводятся методические указания по проведению обследований, коррозионного прогноза и осуществлению коррозионного мониторинга. Даны рекомендации по конкретным способам и методам обследований состояния противокоррозионной защиты, формы эксплуатационной документации, отчетности и таблицы оснащения подразделений ЭХЗ.

Руководство переработано под общей редакцией начальника Отдела защиты от коррозии ОАО "Газпром" Тычкина И.А. при непосредственном участии главного технолога Отдела защиты от коррозии ОАО "Газпром" Долганова М.Л..

Основные исполнители: Хмельницкий Б.И., к.т.н. Петров Н.А., Фатрахманов Ф.К., к.т.н. Соколов А.С., Щелкунов Ю.Н., к.т.н. Маняхина Т.И., Сурова В.А.. Раздел П2.2 подготовлен к.х.н. Алексашиным А.В.

В новой редакции использованы материалы АО "ВНИИСТ" д.т.н. Глазова Н.П. и к.т.н. Шамшетдинова К.Л., ИФХ РАН д.х.н. Маршакова А.И., к.х.н. Петрунина М.А., д.х.н. Михайловского Ю.Н., ООО "Парсек" Нестерова В.А. При подготовке учтены предложения и замечания Винокурцева Г.Г. и многих других специалистов эксплуатирующих организаций.

Авторы благодарят сотрудников лаборатории электрохимической защиты Шамшетдинову Н.К., Копьева И.Ю., Семешкину О.И., Филатову Н.Н., принимавших непосредственное участие в оформлении и подготовке материалов к изданию.

Авторы надеются, что выпуск настоящего Руководства будет способствовать использованию современных методов эксплуатации систем противокоррозионной защиты подземных газопроводов. Вместе с тем они отдают себе отчет, что при широком использовании рассматриваемых методов выявится необходимость их дальнейшего усовершенствования и, с благодарностью примут все замечания, предложения и рекомендации.

Настоящее издание предназначено для опытно-промышленной апробации в 2004-2005 гг., по результатам которой Руководство будет введено приказом ОАО «Газпром» для обязательного применения.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АЗ – анодное заземление
АКМ – активный коррозионный мониторинг
АРМ-КМ – автоматизированное рабочее место инженера-оператора коррозионного мониторинга
БСЗ – блок совместной защиты
ВКО – участок газопровода высокой коррозионной опасности
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВТД (ВТИ) – внутритрубная дефектоскопия (инспекция)
ВЭ - вспомогательный (стальной) электрод
ГРС – газораспределительная станция
ДКС – дожимная компрессорная станция
ДПП – датчик поляризационного потенциала
ИК – индикатор коррозии
КМ – коррозионный мониторинг
КДП – контрольно-диагностический пункт
КИП – контрольно-измерительный пункт
КП – контрольный пункт
КРН – коррозионное растрескивание под напряжением (стресс-коррозия)
КС – компрессорная станция
ЛПУ МГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов
МГ - магистральный газопровод
МТ - магистральный трубопровод
м.с.э. – медносульфатный электрод сравнения (насыщенный)
НКМ – неавтоматизированная система КМ
ПКО – участок газопровода повышенной коррозионной опасности
РК ЭХЗ – радиокосмический комплекс активного коррозионного мониторинга многониточных газопроводов
СКЗ – станция катодной защиты
СПХГ – станция подземного хранения газа
УДЗ – установка дренажной защиты
УКЗ – установка катодной защиты
УКО – участок газопровода умеренной коррозионной опасности
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УПЗ – установка протекторной защиты
ЭХЗ – электрохимическая защита
ЭХЗ-К – система ЭХЗ с дистанционным контролем параметров защиты
ЭХЗ-корр – система ЭХЗ с элементами коррозионного мониторинга
ЭХЗ-Р- система ЭХЗ с резервированием элементов защиты

УСЛОВНЫЕ СИМВОЛЫ

a	- расстояние, длина, см, м
b	- расстояние, длина, см, м
d	- расстояние, диаметр, мм, м
f	- частота, Гц
F	- коэффициент влияния
h	- высота, глубина, см, м
i	- индекс порядкового номера
I	- сила тока, А
I_3	- защитный ток, А
I_T	- ток в трубе, А
J	- плотность тока, $A \cdot m^{-2}$, $mA \cdot cm^{-2}$
J_3	- плотность защитного тока, $A \cdot m^{-2}$, $mA \cdot cm^{-2}$
l	- длина, расстояние, см, м, км
L	- протяженность зоны защиты, м, км
P	- степень защиты (защищенность)
m	- масса, г, кг
n	- число, порядковое число
R	- электрическое сопротивление, Ом
R_A	- сопротивление растеканию тока, Ом
R_n	- сопротивление поляризации, Ом
$R_{пер}$	- переходное сопротивление, $Om \cdot m^2$
$R_{тр}$	- продольное сопротивление трубопровода, Ом/м
s	- толщина, мм, см
S	- площадь поверхности, площадь сечения, m^2
t	- время, с, ч, год
t^o	- температура, oC
U	- напряжение, потенциал, В
$U_{Т-з}$	- потенциал “труба-земля”, В
$U_{вкл}$	- потенциал включения, В
$U_{откл}$	- потенциал отключения, В
U_{IR}	- омическое падение напряжение, В
U_n	- поляризационный потенциал, В
ΔU_n	- смещение потенциала (поляризация), В
α	- постоянная затухания сигнала, 1/м
$\rho_{гр}$	- удельное электрическое сопротивление грунта, $Om \cdot m$

2 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1 Общие положения

2.1.1 Магистральные трубопроводы при всех способах прокладки, кроме надземной, обеспечиваются комплексной защитой от коррозии защитными покрытиями (пассивная защита) и электрохимической защитой (активная защита) независимо от коррозионной агрессивности грунта.

2.1.2 Тип, конструкция и материал защитного покрытия, способы и средства электрохимической защиты трубопроводов определяются проектом защиты.

2.1.3 Пассивная защита трубопроводов осуществляется:

- покрытиями на основе полимерных материалов, наносимыми в заводских и базовых условиях по соответствующим НД;
- покрытиями на основе термоусаживающихся материалов, липких полимерных лент;
- покрытиями на основе термопластичных битумных мастик, полимерно-битумных материалов, наносимых в базовых и трассовых условиях;
- покрытиями на основе полиуретановых материалов, наносимых в базовых и трассовых условиях.

2.1.4 Изоляция крановых узлов и фасонной арматуры, а также сварных стыков труб с заводской или базовой изоляцией должна по своим характеристикам соответствовать изоляции труб.

Изоляцию мест подключения катодных, дренажных, протекторных установок, перемычек и контрольно-измерительных пунктов, а также восстановление изоляции на поврежденных участках проводят по НД с выполнением требований ГОСТ Р 51164 к изоляции трубопровода, предусмотренной проектом.

2.1.5 Трубопроводы при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями или другими атмосферостойкими покрытиями.

Выбор покрытий проводят по НД в зависимости от условий прокладки и эксплуатации трубопровода.

2.1.6 Электрохимическая защита подземных сооружений – метод защиты от электрохимической коррозии, сущность которого заключается в замедлении коррозии сооружения под действием катодной поляризации при смещении потенциала металла в отрицательную область под действием постоянного тока, проходящего через границу раздела "сооружение-окружающая среда". Электрохимическая защита подземных сооружений может осуществляться с помощью установок катодной защиты (УКЗ), дренажных установок или протекторов.

2.1.7 При защите с помощью УКЗ, металлическое сооружение (газопровод, оболочка кабеля, резервуар, обсадная колонна скважины и т.д.) подключается к отрицательному полюсу источника постоянного тока. При этом

к положительному полюсу источника подключают анодное заземление, обеспечивающее ввод тока в грунт.

2.1.8 При протекторной защите защищаемое сооружение электрически соединяется с металлом, находящимся в той же среде, но имеющим более отрицательный потенциал, чем потенциал сооружения.

2.1.9 При дренажной защите защищаемое сооружение, находящееся в зоне действия блуждающих постоянных токов, подключается к источнику блуждающих токов; это предотвращает стекание этих токов с сооружения в грунт. Блуждающими токами называются токи утечки с рельсовых путей электрифицированных на постоянном токе железных дорог, трамвайных путей или др. источников.

2.1.10 Электрохимическая защита при определенных условиях усиливает отслаивание битумных и пленочных покрытий за счет электроосмоса и подщелачивания приэлектродного слоя электролита. Для полиэтиленовых покрытий заводского нанесения, сохраняющих высокие диэлектрические свойства при длительной эксплуатации, эти процессы, как правило, ограничиваются локальными зонами сквозных повреждений и микронесплошностей покрытий.

2.1.11 При "перезащите" трубопроводов принципиально возможно выделение водорода и поверхностное охрупчивание стальной стенки трубы в зонах открытых дефектов изоляции. Однако на практике это явление не нашло подтверждения для сталей с пределом прочности до 600 МПа при существующих режимах катодной защиты. Для предупреждения катодного отслаивания изоляции и возможного охрупчивания магистральных трубопроводов введено ограничение верхнего (по абсолютной величине) предела защитного потенциала.

2.1.12 Электрохимическая защита позволяет снижать скорость коррозии сооружений и обязательна к применению на магистральных трубопроводах и подземных сооружениях в соответствии с ГОСТ Р 51164 и ГОСТ 9-602.

2.1.13 Обеспечение непрерывной защищенности по протяженности и во времени – основное требование, реализуемое на этапах проектирования, строительства и эксплуатации систем электрохимической защиты.

2.2 Основные требования к системам противокоррозионной защиты

2.2.1 Требования к проектированию систем ЭХЗ.

2.2.1.1 Основные мероприятия по защите от коррозии предусматриваются проектом защиты, который разрабатывается одновременно с проектом строительства или реконструкции трубопровода.

2.2.1.2 Основанием для проектирования защиты являются техническое задание или технические условия.

2.2.1.3 Средства ЭХЗ трубопровода должны обеспечивать необходимую степень защиты (поляризации), соответствующую степени коррозионной опасности, определяемой агрессивностью грунтов (минерализацией, удельным электросопротивлением), температурой газопровода, влиянием

блуждающих токов и т.п. на всем его протяжении в диапазоне потенциалов, регламентированном ГОСТ Р 51164.

2.2.1.4 В проекте должны быть предусмотрены затраты на выполнение комплексного обследования газопровода для определения эффективности противокоррозионной защиты и оформления сертификата соответствия качества противокоррозионной защиты требованиям государственных стандартов.

2.2.1.5 Электрохимическую защиту газопроводов от коррозии следует проектировать для газопровода в целом, с определением следующих параметров на начальный и конечный (не менее 10 лет) периоды эксплуатации:

- для установок катодной защиты – силы защитного тока и напряжения на выходе катодных станций (преобразователей), а также сопротивления анодных заземлений;
- для протекторных установок – силы защитного тока и переходного сопротивления протекторов;
- для установок дренажной защиты – силы тока дренажа.

2.2.1.6 Систему ЭХЗ необходимо проектировать с учетом действующей электрохимической защиты эксплуатируемых соседних газопроводов и перспективного (до 5 лет) строительства подземных металлических сооружений вдоль трассы проектируемого газопровода.

2.2.1.7 Все виды защиты и средств контроля, предусмотренные проектом, должны быть введены в действие до сдачи объекта в эксплуатацию. Для магистральных трубопроводов в зонах опасного влияния блуждающих токов система ЭХЗ должна быть введена в действие не позднее 1 месяца, а в остальных случаях не позднее 3-х месяцев после укладки трубопровода в грунт.

2.2.1.8 Если проектом предусматривается ввод средств ЭХЗ в эксплуатацию позднее одного месяца после укладки и засыпки участка трубопровода в зонах блуждающих токов и позднее трех месяцев в остальных случаях, то в проекте должна быть предусмотрена временная электрохимическая защита со сроками ввода в эксплуатацию, соответственно один и три месяца.

2.2.1.9 При проведении изысканий для проектирования строящихся (реконструируемых) газопроводов должны выполняться следующие работы:

- измерения удельного сопротивления грунта по всей трассе с шагом 10-100 м при двух разносах электродов на проектной глубине низа и верха трубы;
- определение, с шагом 1 км, содержания водорастворимых солей в грунте на глубине укладки газопровода;
- определение наличия и параметров блуждающих токов и обследование их источников;
- определение границ изменения уровня грунтовых вод и глубины промерзания грунта;
- определение зон повышенной (и высокой) коррозионной опасности;
- выбор мест расположения средств ЭХЗ, включая анодные заземления и источники их электроснабжения;

- геодезическая съемка на местности и выбор площадок для размещения элементов системы ЭХЗ;
- вертикальное электрическое зондирование на площадках размещения анодных заземлений;
- анализ эксплуатационных характеристик и надежности (частота отключений и длительность простоев) существующих воздушных линий электропередачи (ВЛ) 10(6), 0,4 кВ, пересекающих трассу газопровода или находящихся на расстоянии, с которого возможно обеспечение электроснабжения УКЗ;
- согласование подключения средств дренажной защиты со службами эксплуатации источников блуждающих токов (железной дороги и др.);
- сбор и анализ сведений о коррозии и параметрах ЭХЗ соседних и/или пересекающих проектируемый газопровод подземных коммуникаций.

2.2.1.10 Проектная документация должна содержать:

- пояснительную записку с обоснованиями принятых решений;
- план трассы проектируемого газопровода с нанесенными проектными и существующими подземными коммуникациями и средствами ЭХЗ и электрифицированными железными дорогами;
- планы размещения проектируемых и существующих средств ЭХЗ и средств их электроснабжения;
- принципиальные и монтажные схемы с указаниями по монтажу средств электроснабжения, телеконтроля и коррозионного мониторинга;
- установочные чертежи;
- экологическую экспертизу проекта;
- план трассы с обозначенными участками ПКО (и ВКО);
- спецификацию оборудования и ведомости оборудования.

2.2.1.11 На территории компрессорных станций (КС) не допускается применение сплошного «твердого покрытия» (бетонные плиты, асфальтирование, цементирование и т.п.) над подземными технологическими трубопроводами на поверхности земли за исключением подъездных дорог. Для благоустройства территории КС над технологическими трубопроводами возможны высадка дерна или применение щебенки.

2.2.2 Требования к эксплуатации противокоррозионной защиты.

2.2.2.1 Эксплуатация противокоррозионной защиты должна предусматривать:

- а) приемку в эксплуатацию защитных покрытий и установок ЭХЗ;
- б) регламентное обслуживание средств защиты и контроля;
- в) контроль эффективности систем ЭХЗ;
- г) выполнение планово-предупредительных ремонтов средств ЭХЗ и контроля, включая ремонт в стационарных условиях;
- д) контроль степени защищенности трубопроводов по протяженности и по времени с выделением участков не полной защиты;
- е) контроль состояния защитных покрытий;

ж) контроль и устранение вредного влияния систем ЭХЗ на соседние металлические сооружения, а также – опасности коррозии под влиянием блуждающих постоянных и переменных токов на защищаемые трубопроводы;

з) анализ коррозионного состояния трубопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии, специальных электрометрических и комплексных обследований с выделением участков высокой и повышенной коррозионной опасности;

и) организацию и анализ данных коррозионного мониторинга в зонах повышенной и высокой коррозионной опасности;

к) регистрацию и анализ причин коррозионных отказов (разрывов и свищей) газопроводов;

л) составление долгосрочного прогноза коррозии на основе анализа опыта эксплуатации, результатов ВТД, данных коррозионного мониторинга, результатов электрометрических обследований и выборочного инструментального обследования коррозионных повреждений трубопроводов в шурфах;

м) выдачу технических заданий на детальное коррозионное обследование участков трубопроводов специализированными организациями;

н) выдачу технических условий на реконструкцию средств защиты и контроля.

2.2.2.2 В содержание работ по оценке опасности коррозии должно входить:

- определение коррозионной агрессивности грунта;
- оценка состояния изоляционного покрытия;
- определение наличия блуждающих токов в земле;
- определение эффективности ЭХЗ;
- выявление анодных зон от блуждающих токов и под действием токов макрокоррозионных пар;
- определение степени влияния переменного тока и анодных токов, возникающих при отказах элементов ЭХЗ многиточных трубопроводов.

2.2.2.3 Измерения по определению опасности коррозии выполняют при проектировании систем ЭХЗ на строящихся и реконструируемых трубопроводах, а также при комплексном обследовании эксплуатирующихся трубопроводов.

2.2.2.4 Измерения по определению эффективности систем ЭХЗ и степени защищенности трубопроводов проводят регулярно в течение всего периода эксплуатации трубопровода.

2.2.2.5 Содержание работ по определению эффективности ЭХЗ должно предусматривать измерение суммарных и поляризационных потенциалов трубопроводов с целью проверки их соответствия требованиям ГОСТ Р 51164. Для более достоверной оценки эффективности защиты следует использовать вспомогательные стальные электроды, образцы-свидетели и ин-

дикаторы коррозии, подключенные и не подключенные к защищаемому трубопроводу.

2.2.2.6 Оценку качества изоляции и состояния защитных покрытий следует выполнять в три этапа: а) в процессе строительства (реконструкции или ремонта) трубопроводов; б) после завершения строительства; в) в процессе эксплуатации.

2.2.2.7 В период нанесения изоляции должна контролироваться ее толщина, адгезия, ширина нахлеста (для полимерных лент и оберток), сплошность и прочность при ударе.

2.2.2.8 На законченных строительством участках трубопровода качество защитного покрытия следует контролировать методом катодной поляризации и приборами-искателями повреждений изоляции с последующим ремонтом сквозных повреждений в изоляции за счет строительной организации.

2.2.2.9 Контроль состояния защитных покрытий в процессе эксплуатации должен выполняться интегральными и локальными методами и уточняться инструментальным обследованием изоляции в контрольных шурфах.

2.2.2.10 Временная защита строящихся трубопроводов должна осуществляться, как правило, при помощи протекторных установок.

2.2.2.11 Зоны высокой и повышенной коррозионной опасности должна определять проектная организация для новых (реконструируемых) газопроводов на этапе проектирования и уточнять служба защиты от коррозии эксплуатирующего предприятия в процессе эксплуатации.

2.2.2.12 Коррозионное состояние участков газопровода определяется по данным внутритрубой дефектоскопии (ВТД), инструментального обследования наружной поверхности газопровода в шурфах и комплексного обследования газопроводов.

3 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

3.1 Организация служб эксплуатации систем защиты от коррозии

3.1.1 Для организации эксплуатации систем противокоррозионной защиты, предприятия эксплуатирующие подземные трубопроводы, создают соответствующие подразделения и разрабатывают Положения, в которых учитываются требования и рекомендации, изложенные в настоящем Руководстве.

3.1.2 Техническое и методическое решение вопросов защиты от коррозии на предприятиях регионального уровня, осуществляет производственный отдел защиты от коррозии предприятия в соответствии с указаниями Отдела защиты от коррозии ОАО «Газпром», требованиями ГОСТ Р 51164, ПТЭ МГ-2000*, действующей нормативной документацией и настоящего Руководства.

3.1.3 В соответствии с «Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов» для защиты от коррозии в структуре ЛПУ МГ, СПХГ и т.п., создаются службы, группы, участки защиты от коррозии.

3.1.4 Служба защиты от коррозии является одной из основных производственных единиц ЛПУ МГ. Структура и штат службы определяются в зависимости от протяженности подземных сооружений, количества эксплуатируемых средств защиты, видов и объемов ремонтных работ в процессе эксплуатации средств ЭХЗ, а также работ по контролю за коррозионным состоянием подземных газопроводов и за состоянием защитных покрытий.

3.1.5 Службу защиты от коррозии возглавляет начальник. Деятельностью службы руководит непосредственно главный инженер ЛПУ. Указания и распоряжения начальника производственного отдела защиты от коррозии регионального предприятия по вопросам комплексной защиты обязательны для выполнения всеми службами защиты от коррозии ЛПУ.

3.1.6 Начальник производственного отдела защиты от коррозии предприятия и руководитель службы защиты от коррозии подразделения обеспечивают надежную эксплуатацию средств противокоррозионной защиты в соответствии с нормами времени, нормативами численности персонала и табелем технического оснащения служб защиты от коррозии.

3.1.7 Начальник производственного отдела защиты от коррозии предприятия и руководитель службы защиты от коррозии подразделения, несут ответственность за качество защиты от коррозии сооружений и за достоверность представленных данных по коррозии и защите подземных технологических сооружений соответствующего предприятия (подразделения).

3.1.8 Для выполнения регламентных электрометрических и ремонтных работ, а также контроля степени защищенности и качества защитного покрытия подземных сооружений службы защиты от коррозии оснащаются передвижными лабораториями (типа ЛКТСТ, ПЭЛ ЭХЗ и т.п.), а также машинами и механизмами, приборами, инструментом, средствами бытового назна-

чения и средствами связи, эксплуатационными материалами, защитными средствами техники безопасности и необходимым резервным фондом оборудования и материалов

3.1.9 Службы защиты от коррозии в своей работе руководствуются следующими нормативными документами:

- годовыми, квартальными и месячными планами работ;
- графиком ППР средств ЭХЗ и средств их электроснабжения;
- правилами технической эксплуатации МГ;
- правилами технической и безопасной эксплуатации конденсатопродуктопроводов;
- правилами устройства электроустановок (ПУЭ);
- межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТРМ-016-2001;
- единой системой управления охраной труда в газовой промышленности;
- правилами пожарной безопасности в газовой промышленности;
- правилами безопасности в газовом хозяйстве;
- государственными российскими стандартами, строительными нормами и правилами в части комплексной защиты подземных сооружений от коррозии;
- Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- РД 51-00158623-08-95 «Категорийность электроприемников промышленных объектов газовой промышленности»;
- настоящим Руководством.

3.1.10 Основной задачей служб защиты от коррозии является обеспечение эффективной защиты сооружений от коррозии с целью надежной и безаварийной их работы; при этом служба защиты от коррозии подразделения должна:

а) обеспечивать бесперебойную работу установок дренажной, катодной и протекторной защиты путем своевременного проведения профилактических и ремонтных работ;

б) обеспечивать поддержание потенциалов магистральных газопроводов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и рекомендациями настоящего Руководства;

в) обеспечивать, совместно со службой телемеханики, бесперебойное функционирование дистанционного контроля средств ЭХЗ и коррозионного мониторинга в объемах, определяемых действующей НД;

г) повышать надежность электроснабжения установок катодной защиты, предусматривать для вдольтрассовых линий электропередач использование автоматов включения резерва, аварийной сигнализации на пульте диспетчера, введение резервного питания ЛЭП согласно ГОСТ Р 51164;

д) контролировать состояние защитного покрытия и оценивать коррозионное состояние сооружений;

е) определять границы участков высокой и повышенной коррозионной опасности;

ж) проводить оценку и составлять прогноз коррозионного состояния сооружений на основе опыта эксплуатации, по результатам ВТД и специальных коррозионных обследований;

з) осуществлять технический надзор за качеством нанесения защитных покрытий, строительством (ремонтом) средств защиты от коррозии и средств контроля;

3.1.11 Служба защиты от коррозии на местах решает следующие задачи:

- обеспечивает эффективное использование и эксплуатацию средств комплексной защиты в соответствии с нормативно-технической документацией для достижения полной и непрерывной по протяженности и во времени защиты наружной поверхности магистральных трубопроводов, подземных коммуникаций КС, СПХГ и ГРС от коррозии;
- осуществляет контроль за точным соблюдением проектных решений, требований СНиП и ВСН в части производства и приемки работ по сооружению средств электрохимзащиты, линий электроснабжения, нанесению защитных покрытий на трубопроводы;
- обеспечивает качественное ведение техдокументации и своевременное представление отчетности в вышестоящие организации и органы надзора;
- применяет в эксплуатации современные методы и средства защиты от коррозии, содействует выполнению опытно-промышленных работ, направленных на повышение надежности и эффективности работы средств комплексной защиты.

3.1.12 Для решения указанных задач службы защиты от коррозии выполняют следующие работы:

- проводят технические осмотры и планово-предупредительные ремонты (ППР) средств ЭХЗ;
- осуществляют внедрение новой техники, способствующей повышению надежности работы систем ЭХЗ и линий электроснабжения ЭХЗ;
- участвуют в расследовании причин аварий на подземных трубопроводах;
- участвуют в приемке законченных строительством средств комплексной защиты, вдольтрассовых ВЛ 6-10 кВ, ВЛ 0.4 кВ, трансформаторных подстанций, питающих УКЗ, КДП, систем коррозионного мониторинга, дистанционного контроля и управления параметрами защиты;
- проводят измерения потенциалов, составляют потенциальные диаграммы, таблицы, вводят информацию в базы данных;
- регулярно проводят измерения потенциалов подземных коммуникаций КС и ГРС, а также параметров датчиков коррозионного мониторинга;

- оценивают фактическое коррозионное состояние в шурфах;
- проводят анализ работы систем ЭХЗ и вносят предложения руководству ЛПУ МГ по улучшению работы систем ЭХЗ и устранению недостатков;
- ведут учет и проводят оценку защищенности газопроводов и причин коррозии подземных сооружений;
- составляют заявки на приобретение средств ЭХЗ и запасных частей к ним;
- своевременно заменяют вышедшие из строя элементы установок катодной защиты и дренажной защиты, ведут учет отказов в работе средств защиты и анализируют причины отказов.

3.1.13 Службы защиты от коррозии на местах имеют право:

- участвовать совместно с отделом кадров в подборе и расстановке персонала службы защиты от коррозии;
- распоряжаться всеми средствами и имуществом службы в установленном законом порядке;
- представлять работников службы к поощрению и налагать взыскания;
- визировать документы, относящиеся к компетенции службы защиты от коррозии;
- участвовать в рабочих и государственных комиссиях по приемке в эксплуатацию средств ЭХЗ и защитных покрытий;
- участвовать в работе комиссий по расследованию аварий подземных трубопроводов по причине наружной коррозии.

3.1.14 Должностные лица служб защиты от коррозии несут ответственность:

- за деятельность персонала службы;
- за нарушения своими действиями и указаниями существующих требований государственных стандартов, нормативно-технической документации и распоряжений вышестоящих организаций;
- за правильную эксплуатацию и своевременный ремонт средств ЭХЗ, приборов, электроустановок, трансформаторов, воздушных линий, КИП, КДП и т.п.;
- за выполнение правил внутреннего распорядка и состояние трудовой дисциплины среди подчиненного персонала;
- за представление в вышестоящие организации недостоверных сведений и отчетов;
- за сохранность вверенного имущества.

3.2 Регламент контроля параметров защиты

3.2.1 Для своевременного определения и предупреждения коррозионной опасности на трубопроводах важное значение имеет периодичность контроля и обслуживания средств электрохимзащиты.

3.2.2 Периодичность проведения контроля потенциалов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164, ПТЭ МГ приведена в таблице 3.2.1. Рекомендуемая в этой таблице периодичность, учитывает степень коррозионной опасности участков МГ и предназначена для накопления опыта, необходимого для внесения изменений в ПТЭ МГ.

3.2.3 Технический осмотр и контроль работы средств ЭХЗ, следует проводить с периодичностью не реже 4 раз в месяц, на установках дренажной и катодной защиты, не оборудованных средствами дистанционного контроля, в зонах блуждающих токов и коммуникаций промплощадок КС и ГРС – двух раз в месяц, на установках катодной защиты вне зоны блуждающих токов; не реже одного раза в квартал – на установках катодной защиты, оборудованных средствами дистанционного контроля, установках протекторной защиты, защитных патронах (кожухах), блоках совместной защиты и изолирующих соединениях (изолирующих фланцах и вставках).

3.2.4. При техническом осмотре и проверке работы установки электрохимической защиты выполняют:

а) контроль режимов работы УДЗ, УКЗ, УПЗ встроенными и/или переносными приборами. Переносные приборы должны иметь паспорт и документ, удостоверяющий их поверку;

б) снятие показаний приборов оценки суммарного времени наработки преобразователя в заданном режиме и/или счетчиков электроэнергии;

в) измерение потенциалов с омической и без омической составляющей в точках дренажа УКЗ, УПЗ и УДЗ (п.п. 5.2, 5.3);

г) снятие показаний индикаторов и датчиков коррозии;

д) профилактическое обслуживание узлов и блоков преобразователей катодной и дренажей защиты, контактных соединений, заземлений;

е) оценку состояния изолирующих соединений (фланцев), блоков совместной защиты, оценку защищенности патронов и наличия электрического контакта патрона с трубой (п. 5.8);

3.2.5 Результаты контроля заносят в полевой журнал УДЗ, УКЗ.

3.2.6 По результатам измерений проводят оценку эксплуатационной надежности работы средств ЭХЗ и эффективности систем ЭХЗ по скорости остаточной коррозии, величине поляризационного потенциала, числу отказов и времени простоев средств ЭХЗ.

Таблица 3.2.1 - РЕГЛАМЕНТ КОНТРОЛЯ ПОТЕНЦИАЛОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Объекты и условия контроля	Регламент контроля			
	Обязательный по ГОСТ Р 51164 и ПТЭ МГ	Рекомендуемый, для участков		
		ВКО	ПКО	УКО
1	2	3	4	5
Разность потенциалов «труба-земля» и поляризационный* потенциал в точках дренажа средств ЭХЗ				
1.1. УКЗ	2 раза/мес	2 раза/мес	2 раза/мес	1 раз/мес
- при наличии дистанционного контроля (ДК УКЗ)	4 раза/год	4 раза/год	2 раза/год	1 раз/год
- в зонах блуждающих токов	4 раза/мес	4 раза/мес	2 раза/мес	1 раз/мес
1.2. УДЗ	4 раза/мес	4 раза/мес	2 раза/мес	1 раз/мес
- при наличии ДК УДЗ	2 раза/год	2 раза/год	2 раза/год	1 раз/год
1.3. УПЗ	2 раза/год	2 раза/год	2 раза/год	1 раз/год
- в зонах блуждающих токов	4 раза/мес	4 раза/мес	2 раз/месяц	2 раза/год
Разность потенциалов «труба-земля» и поляризационный* потенциал в контрольно-измерительных пунктах линейной части МГ				
2.1. КИП	2 раза/год	2 раза/год	1 раз/год	1 раз/2 года
- при наличии ДК УКЗ	1 раз/год	1 раз/год	1 раз/2 года	1 раз/4 года
- при наличии контроля $U_{т-з}$ в отдельных точках в зонах ВКО	4 раза/год	4 раза/год	-	-
- при периоде среднесуточной положительной температуры не более 150 дней в год	1 раз/год	1 раз/год	1 раз/2 год	1 раз/4 года

1	2	3	4	5
2.2. Специальный КИП				
- в двух-трех СКИП между УКЗ в зонах минимальных потенциалов при $\leq U_{\text{м.з.п}} $	1 раз/год	2 раза/год	2 раза/год	1 раз/год
- при наличии ДК	-	1 раз/год	1 раз/2 года	1 раз/4 года
2.3. КДП	согласно НД	1 раз/мес	1 раз/мес	-
- при наличии ДК		1 раз/год	1 раза/2года	-
Контроль разности потенциалов «труба-земля» методом выносного электрода				
- с шагом не более 10 м (в том числе методом отключения)	1 раз между 1-м и 2-м годами эксплуатации	1 раз между 1-м и 2-м годами эксплуатации		
- в зонах недозащиты на коррозионно-опасных участках, не реже	1 раз/3 года (в период макс. увлажнения грунта) 1 раз/5 лет (без омической составляющей)	1 раз/ 3 года	1 раз/5 лет	1 раз/15 лет

*) Потенциалы без омической составляющей измеряют на трубопроводах, оборудованных устройствами для измерения поляризационного потенциала. На остальных газопроводах контроль защиты проводят с применением зонд-модульной технологии. На участках УКО допускается контроль по потенциалу с омической составляющей.

3.2.7 Данные о количестве и причинах отказов, а также времени простоев всех средств ЭХЗ (УДЗ, УКЗ и УПЗ) заносят в журнал контроля эксплуатационной надежности средств ЭХЗ, в котором фиксируют число отказов и время простоя средств ЭХЗ по основным элементам: в цепях электропитания, преобразования тока и нагрузки. Сведения по отказам в работе систем ЭХЗ должны ежеквартально передаваться в вышестоящее производственное предприятие.

3.2.8 Контроль качества защитных покрытий в процессе эксплуатации сооружений выполняют методами интегральной и локальной оценки. Интегральная оценка состояния защитных покрытий должна выполняться ежегодно на основании данных о силе тока УКЗ (УПЗ) и распределении потенциалов вдоль сооружения. Допускается интегральная оценка качества защитного покрытия по величине переходного сопротивления трубопровода, определяемого с использованием методов постоянного и/или переменного тока в соответствии с настоящим Руководством (п.п.5.7;6.3).

3.2.9 Детальную оценку состояния защитных покрытий газопровода выполняют после первого года эксплуатации методами электрометрии с выборочным шурфованием на участках ВКО и ПКО трубопровода, выявленных по результатам измерений (п.п. 6.2).

3.2.10 Выявленные сквозные повреждения защитного покрытия должны быть "привязаны" к трассе с точностью до 1 метра, данные заносят в ведомость дефектов в защитном покрытии сооружения.

3.2.11 Защита от коррозии в оставшихся сквозных повреждениях и микронесплошностях покрытия обеспечивается стабильной работой средств ЭХЗ с поддержанием защитных потенциалов сооружения по протяженности и во времени.

3.2.12 Контроль потенциалов на всех контрольно-измерительных пунктах следует проводить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и ГОСТ 9.602.

3.2.13 Контрольно-измерительные пункты (КИП) для контроля параметров ЭХЗ устанавливают над осью сооружения и окрашивают в яркий цвет. КИП должны иметь маркировку и "привязку" к трассе сооружения. Во всех точках измерения потенциалов должна быть обеспечена возможность контакта неполяризующегося электрода сравнения с грунтом в постоянно зафиксированной на поверхности земли точке измерений.

3.2.14 Защищенность сооружений по протяженности следует определять методом выносного электрода с шагом не более 10 метров после первого года эксплуатации (п. 5.2). В дальнейшем, раз в год выполняют контроль потенциалов без омической составляющей не менее, чем в двух точках на участках между УКЗ (п. 5.3), имеющих минимальные значения измеренных потенциалов.

3.2.15 Дополнительные измерения потенциалов с шагом 5-10 м следует проводить также после реконструкции систем ЭХЗ, сети подземных коммуникаций, изменений источников блуждающих токов и после капитального ремонта сооружения.

3.2.16 Измерение поляризационных потенциалов рекомендуется выполнять в соответствии с подразделом 5.3 в стационарных и временно оборудованных пунктах измерений. На участках высокой и повышенной коррозионной опасности необходимо осуществлять дополнительный контроль потенциала без омической составляющей в специальных контрольно-измерительных пунктах (СКИП) или контрольно-диагностических пунктах (КДП). СКИП или КДП устанавливают между УКЗ, на участке, имеющем максимальные суммы баллов, определенных по табл. 3.2.2 («горячие точки»).

Таблица 3.2.2 - Оценка влияющих факторов при ранжировании «горячих» точек

№№	Наименование факторов	Ед. изм.	Вариации факторов	Оценка в баллах
1	Естественный потенциал стали в данной точке по абсолютной величине	В	<0.70 >0.70	1 5
2	Удельное электрическое сопротивление грунта на глубине укладки трубопровода	Ом·м	>100 20...100 10...20 <10	0 1 3 6
3	Отношение величин удельного электрического сопротивления грунта смежных участков (max/min)	-	<5 5...30 30...100 >100	1 3 6 10
4	Концентрация водородных ионов	pH	>7 6...7 <6	0 3 5
5	Уровень грунтовых вод	б/р	ниже трубы выше на уровне укладки	1 3 6
6	Коэффициент удаления от УКЗ	б/р	<0.25 0.25...0.5	0 3
7	Температура транспортируемого продукта прилегающего	°С	<25 25...40 40...50	1 5 10

			>50	15
8	Частота отключения катодной защиты (на время более 1 суток)	отк/год	<5 6...10 >10	2 10 15
9	Коэффициент простоя установок катодной защиты	б/р	<0.03 0.03...0.25 >0.25	1 4 10

3.2.17 Защищенность сооружений оценивают по протяженности и во времени в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164.

Ежегодно составляют ведомость участков трубопроводов, имеющих потенциалы ниже минимальных и выше максимальных значений по абсолютной величине с указанием границ участков и продолжительности отклонений параметров ЭХЗ от заданных величин.

3.2.18 Периодическую оценку скорости коррозии выполняют в контрольно-диагностических пунктах (КДП), которые устанавливают в коррозионно-опасных зонах газопроводов, определяемых по результатам внутритрубной дефектоскопии и/или по результатам специальных электрометрических обследований (раздел 7).

3.2.19 Для выявления участков газопроводов высокой и повышенной коррозионной опасности используют критерии, приведенные в таблицах 8.2.1 и 8.2.2 (п. 8.2).

3.2.20 Комплексное обследование трубопроводов в составе контроля состояния защитного покрытия, степени электрохимической защиты, коррозионного состояния трубопровода выполняют на участках ВКО один раз в пять лет, на участках ПКО – один раз в 10 лет, на участках УКО – 1 раз в 10-20 лет, в зависимости от периода эксплуатации газопровода, вида коррозии и характера коррозионных повреждений.

3.2.21 Выборочный контроль коррозионного состояния газопровода в шурфах на участках ВКО и ПКО выполняют совместно с определением состояния защитного покрытия и параметров ЭХЗ в следующем объеме:

а) измерение естественного потенциала и потенциалов без омической составляющей (п. 5.2, 5.3);

б) определение характера, размеров и расположения повреждений защитного покрытия, включая открытые сквозные дефекты (1 рода), складки, гофры, зоны отслаивания (дефекты 2 рода);

в) определение числа, глубины, площади и угловой ориентации коррозионных повреждений металла;

г) отбор проб грунта для химанализа при наличии коррозионных каверн глубиной более 3 мм (период эксплуатации до 10 лет) и глубиной свыше 2 мм (период эксплуатации до 5 лет).

3.2.22 Коррозионное обследование газопроводов на участках умеренной коррозионной опасности, выявленных внутритрубной дефектоскопией, выполняют в составе комплексного обследования газопроводов.

3.2.23 Порядок проведения комплексного обследования коррозионного состояния МГ приводится в п. 7.2.

3.2.24 Долговременный прогноз коррозионного состояния выполняют согласно раздела 8.

3.3 Повышение эксплуатационной надежности систем защиты

3.3.1 Надежность средств электрохимической защиты магистральных трубопроводов обуславливается рядом факторов, из которых наиболее существенными являются:

- несанкционированные действия посторонних лиц (хищение, вандализм);
- электрические повреждения аппаратуры в результате атмосферных перенапряжений;
- превышение номинальных нагрузок установок, определенных техническими условиями на изделие;
- климатические условия с высокими дневными температурами и/или высокой относительной влажностью, сильными гололедными явлениями и высоким скоростным напором ветра;
- коррозионная агрессивность атмосферы (насыщенность воздуха соленой влагой или пылью);
- схемные и конструктивные недоработки оборудования.

3.3.2 Надежность УКЗ определяется эксплуатационной надежностью ее основных составляющих частей: преобразователей, анодных заземлителей, блоков совместной защиты, воздушных и подземных линий, контактных соединений.

3.3.3 В зависимости от условий эксплуатации наиболее уязвимыми элементами преобразователей являются: электронные блоки управления, переключатели и разъемы, винтовые контактные соединения, выпрямительные элементы, силовые трансформаторы.

3.3.4 Наиболее слабыми элементами анодных заземлений являются контактные узлы заземлителей, монтажные контактные узлы, уложенные в грунт кабели, провода.

3.3.5 Основные причины выхода из строя воздушных линий следующие: обрывы проводов во время гололеда и сильных ветровых нагрузок, захлесты проводов, перетирание вязок проводов, завалы опор в неустойчивых грунтах, повреждения линий деревьями, вандализм и т.п.

3.3.6 Эксплуатационная надежность системы ЭХЗ должна закладываться на этапе проектирования, использованием оборудования и материалов, отвечающих требованиям условий эксплуатации и, на этапе монтажа средств ЭХЗ, строгим выполнением всех требований проектной документации и обеспечением качества строительства.

3.3.7 Повышение эксплуатационной надежности систем катодной защиты обеспечивают:

- использованием преобразователей повышенной надежности, соответствующих Общим Техническим требованиям ОАО «Газпром»;
- применением преобразователей, монтируемых на стойке опоры ВЛ 10 кВ (рисунок 3.3.1);



- 1 – воздушная линия 10 кВ,
- 2 – разрядники,
- 3 – предохранители,
- 4 – понижающий трансформатор,
- 5 – преобразователь,
- 6 – сервисная площадка,
- 7 – железобетонная стойка опоры,
- 8 – защитное заземление,
- 9 – кабельная линия постоянного тока

Рисунок 3.3.1 - Конструктивное исполнение станции катодной защиты мачтового типа

- установкой преобразователей в блок-боксы или укрытия, защищающие их от атмосферных влияний, хищений и вандализма;
- применением высокоэффективных схем грозозащиты на входе и выходе преобразователей (рисунок 3.3.2);
- применением на выходе преобразователей контактных зажимов специальной конструкции, не требующих оконцевания жил проводов;
- ограничением нагрузки преобразователей для УКЗ, на наиболее ответственных участках трубопровода;
- использованием дополнительных резервных преобразователей с их автоматическим включением при отказе основных;
- применением надежных и малорастворимых анодных заземлителей;
- использованием глубинных заземлителей с несколькими токовводами;
- применением для подземной укладки кабелей (проводов) с двойной полиэтиленовой или полиэтиленовой изоляцией и тефлоновой оболочкой;

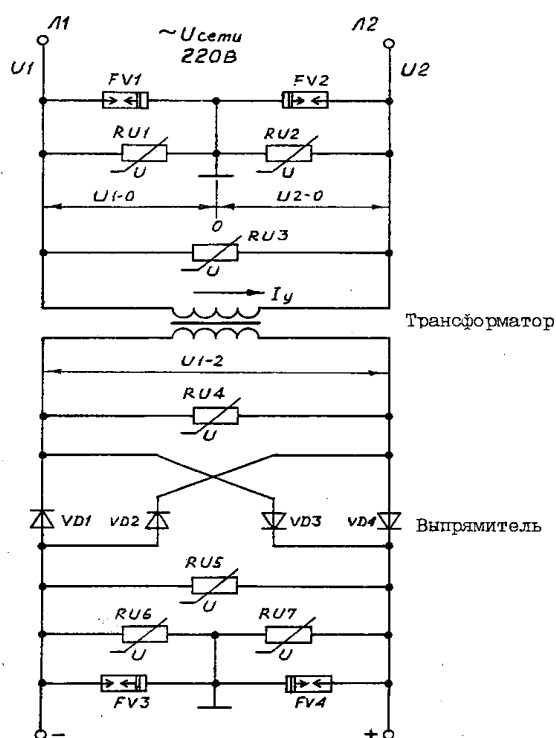


Рисунок 3.3.2 - Схема защиты преобразователя УКЗ от атмосферных перенапряжений

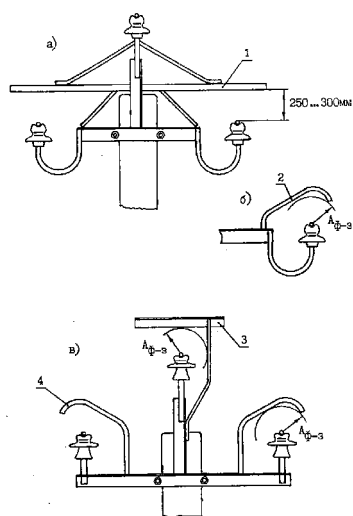
FV1...FV4 – разрядники типа РВНШ-250 или РВН-250,
RU1...RU7 – варисторы типа СН2-А-510 или СН2-2А-560

- ограничением силы тока нагрузки на электроды анодных заземлителей;
- использованием коксовой засыпки для снижения скорости растворения электродов заземлителей и уменьшения сопротивления растеканию тока;
- установкой дренажных трубок для отвода газов от глубинных заземлителей;
- применением монтажных узлов с изоляцией подземных контактных соединений эпоксидным компаундом;
- применением защиты от солнечной радиации (экраны, козырьки и пр.) преобразователей.

3.3.8. Повышение надежности вдольтрассовых воздушных линий электропитания УКЗ достигается:

- применением устройств для автоматического повторного включения ВЛ после аварийного отключения;
- сооружением двухцепных воздушных и монтажем ВЛ 10 кВ в габаритах 35 кВ линий на особо ответственных участках трубопроводов;
- применением термостабилизаторов-приставок для закрепления опор ВЛ в многолетнемерзлых грунтах;

- оснащением траверс опор СНВ-2,7 воздушных линий в степных и полупустынных зонах присадами и заградительными крюками для ограничения возможностей замыкания линий крупными птицами (рисунок 3.3.3).



1 – присада,
2 – заградительный крюк,
3 – укороченная присада,
4 – заградительный крюк, монтируемый с укороченной присадой

Рисунок 3.3.3 - Траверсы опор СНВ-2,7 ВЛ 6...10 кВ, оборудованные присадами (а), заградительными крюками (б) и укороченными присадами (в)

3.3.9 Для повышения эксплуатационной надежности средств ЭХЗ целесообразно применение устройств дистанционного контроля за работой установок катодной защиты, а также автоматизированных средств измерения и регистрации параметров ЭХЗ во времени, в том числе и с дистанционным считыванием и, по мере разработки и организации производства таких технических средств - внедрение их на магистральных трубопроводах.

3.4 Эксплуатация средств электроснабжения установок катодной защиты

3.4.1 Установки катодной защиты магистральных трубопроводов, как правило, снабжаются электроэнергией от собственных вдольтрассовых воздушных линий напряжением 6; 10 кВ или от районных распределительных сетей напряжением 6; 10 кВ; реже - 0.4 кВ.

3.4.2 Воздушные линии (ВЛ) и объекты энергоснабжения следует эксплуатировать в соответствии с ПТЭ и ПУЭ. Обслуживание и ремонт средств электроснабжения осуществляют монтеры по ремонту электрооборудования и ЛЭП с 4-5 группой допуска свыше 1000 В по безопасности.

3.4.3 На опорах ВЛ должны быть нанесены обозначения, предусмотренные ПУЭ. На первой опоре от источника питания указывают наименование ВЛ.

3.4.4 В пределах охранной зоны ВЛ без письменного согласия организации, эксплуатирующей линию, запрещается проводить всякого рода действия, которые могут нарушить ее нормальную работу или привести к повреждению, а именно:

- осуществлять строительные, монтажные, взрывные и поливные работы, проводить посадку и вырубку деревьев, устраивать спортивные площадки, складировать корма, удобрения, топливо и другие материалы;
- проводить погрузочно-разгрузочные и земляные работы;
- устраивать проезды для машин и механизмов, имеющих общую высоту с грузом или без груза от поверхности дороги более 4,5 м, а также стоянки автомобильного и гужевого транспорта, машин, механизмов и др.

3.4.5 Трассу ВЛ следует периодически очищать от поросли и деревьев и содержаться в безопасном в пожарном отношении состоянии. Обрезку деревьев, растущих в непосредственной близости к проводам, проводит организация, эксплуатирующая ВЛ. Приближение веток деревьев к проводам ВЛ ближе чем на 2 м не допускается.

3.4.6 Эксплуатация ВЛ заключается в проведении технического обслуживания и ремонтов (капитальных и текущих), направленных на обеспечение ее надежной работы. При техническом обслуживании должны проводиться осмотры ВЛ, профилактические проверки и измерения, устраняются мелкие повреждения, неисправности и т. п.

3.4.7 При осмотре ВЛ следует выявлять и определять:

- наличие ожогов, трещин и боя изоляторов, обрывов и оплавления отдельных проволок проводов, целостность вязок, регулировку проводов;
- состояние опор и крен их вдоль или поперек линии, целостность бандажей и заземляющих устройств;
- состояние соединений, наличие набросов и касания проводами ветвей деревьев;
- состояние концевых кабельных муфт и спусков;
- чистоту трассы, наличие деревьев, угрожающих падением на линию, посторонних предметов, строений и т.п.;
- наличие и состояние предупреждающих плакатов и других постоянных знаков на опорах;
- состояние разрядников и коммутационной аппаратуры;
- сопротивление растеканию тока защитных заземлений.

3.4.8 Внеочередные осмотры ВЛ следует проводить:

- после автоматического отключения линии, в том числе и при успешном повторном включении;
- после гололеда и после тумана на участках, подверженных сильному загрязнению;
- во время ледохода и разлива рек;
- при лесных и степных пожарах и других экстремальных режимах работы воздушных линий.

3.4.9 Периодичность осмотров и профилактических проверок ВЛ приведена в таблице 3.4.1.

3.4.10 Данные об обнаруженных при верховых осмотрах и профилактических проверках дефектах заносят в журнал дефектов или ведомость с указанием сроков их устранения. На основе этих данных составляют планы

ремонтных работ на линии. Ремонт ВЛ следует проводить в сроки, установленные лицом, ответственным за электрохозяйство предприятия, на основе результатов осмотров и профилактических проверок. При ремонтах запрещается изменение конструкций элементов ВЛ и способа крепления опор в грунте без обоснования и разрешения ответственного лица.

3.4.11 Металлические опоры ВЛ и металлические детали железобетонных и деревянных опор должны периодически окрашиваться устойчивым к атмосферным воздействиям красителем, а подножки - кузбасслаком или битумом.

3.4.12 Соединение проводов следует проводить сваркой или при помощи специальных зажимов. Места соединений провода в пролете должны иметь прочность не менее 90% предела прочности провода. Применение болтовых зажимов допускают лишь в петлях, где по условиям эксплуатации требуется их разъединение. Соединение проводов из разнородных металлов должно проводиться в петлях и выполняться специальными переходными зажимами.

3.4.13 Провода воздушных линий в пролетах пересечения с другими линиями не должны иметь соединений. Установку соединений в пролете (не более двух) допускают лишь в том случае, когда в процессе эксплуатации на смонтированном проводе обнаруживают дефект, требующий вырезки провода.

3.4.14 Соединители, у которых падение напряжения или сопротивление в 2 раза больше, чем падение напряжения или сопротивление отрезка той же длины провода, подлежат замене.

3.4.15 При обрыве на проводе нескольких проволок, общим сечением до 17% сечения провода, в месте обрыва должны быть установлены ремонтные муфты или бандаж. На сталеалюминевых проводах ремонтная муфта может устанавливаться при обрыве проволок, общим сечением до 34% сечения алюминиевой части провода. При большем сечении оборванных проволок провод должен быть разрезан и соединен с помощью соединительного зажима.

3.4.16 Техническое обслуживание и ремонтные работы выполняют, как правило, комплексным методом, путем проведения всех необходимых работ одновременно, с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ и числа переездов по трассе.

3.4.17 В целях своевременной ликвидации аварийных повреждений воздушных линий предприятие, эксплуатирующее их, должно иметь аварийный запас материалов, узлов и деталей согласно установленным нормам.

3.4.18 Шарнирные соединения, подшипники и трущиеся поверхности механизмов разъединителей необходимо периодически смазывать низкотемпературной смазкой.

3.4.19 Капитальный ремонт разъединителей проводят 1 раз в 4...8 лет в зависимости от конструктивных особенностей. Текущий ремонт и проверка действия разъединителей проводят по мере необходимости в сроки, установ-

ленные лицом, ответственным за электрохозяйство. Внеочередные ремонты выполняют после исчерпания коммутационного или механического ресурса.

3.4.20 Приводы разъединителей столбовых трансформаторных подстанций должны быть заперты на замок; ключ или ручка управления должны быть сняты и храниться у обслуживающего оперативного персонала. Стационарные лестницы должны быть заперты на замок.

3.4.21 Осмотры трансформаторов следует проводить не реже 1 раза в месяц. При осмотре должны быть проверены:

- состояние корпуса трансформатора и отсутствие течи масла;
- соответствие уровня масла температурной отметке на масломерном стекле или щупе;
- состояние цепи заземления.

3.4.22 Текущий ремонт трансформаторов проводят по мере необходимости, но не реже 1 раза в 4 года.

Таблица 3.4.1 - Периодичность осмотров и профилактических проверок воздушных линий

Наименование работ	Периодичность
1. Осмотр ВЛ электромонтерами	1 раз в 6 мес.
2. Осмотр ВЛ мастером (инженером) ¹⁾	1 раз в год
3. Верховые осмотры	1 раз в 3 года
4. Осмотр ВЛ, проходящих через населенные пункты, промышленные районы, в местах сильного загрязнения и интенсивного строительства	1 раз в месяц
5. Измерение электрической прочности натяжных изоляторов ²⁾	1 раз в 6 лет
6. Проверка штыревых изоляторов	1 раз в 3 года ³⁾
7. Проверка деревянных опор на загнивание	1 раз в год
8. Проверка коррозионного состояния металлических траверс	1 раз в 3 года
9. Проверка деревянных траверс	1 раз в 3 года
10. Выборочная проверка металлических подножников со вскрытием грунта	1 раз в 6 лет
11. Измерение сопротивления заземления опор	1 раз в 6 лет ⁴⁾
12. Окопка опор в зоне возможных пожаров	Каждой весной
13. Проверка тяжения в оттяжках опор	1 раз в 3 года ⁵⁾
14. Проверка раскрытия трещин в железобетонных опорах и пасынках	1 раз в 6 лет ⁶⁾
15. Проверка и подтяжка болтовых соединений железобетонных опор и гаек анкерных болтов металлических опор	1 раз в год ⁷⁾

- Примечания :
- 1 - выборочный осмотр ВЛ лицами из числа службы ЭХЗ (ЭВС);
 - 2 - измерение при помощи измерительных штанг под рабочим напряжением;
 - 3 - одновременно с верховым осмотром;
 - 4 - начиная с 9-го года эксплуатации;
 - 5 - 1 раз в первые два года эксплуатации;
 - 6 - начиная с 3-го года эксплуатации;
 - 7 - в первые два года эксплуатации, в дальнейшем - по мере необходимости.

3.4.23 При текущих ремонтах необходимо контролировать состояние изоляции активной части трансформаторов. Сопротивление изоляции обмоток измеряют мегаомметром на напряжение не ниже 2500 В с верхним пределом шкалы не ниже 10 МОм.

3.4.23.1 Выводы обмотки, на которой проводят измерение, соединяют между собой. Показания мегаомметра считывают через 15 и 60 с после начала вращения рукоятки прибора.

3.4.23.2 Измерения проводят по схемам в соответствии с таблицей 3.4.2

Таблица 3.4.2

Обмотки, на которых проводят измерения	Необходимо заземлить
Низкого напряжения	Бак, обмотку ВН
Высокого напряжения	Бак, обмотку НН
ВН+НН	Бак

3.4.23.3 Величины сопротивления изоляции обмоток должны быть не ниже значений, приведенных в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3

Значение $R_{ио}$, МОм при температуре, °С						
10	20	30	40	50	60	70
450	300	200	130	90	60	40

3.4.24 При ухудшении изоляции обмоток (снижении сопротивления) необходимо заменить охлаждающее масло.

3.4.25 Капитальный ремонт трансформаторов проводят по результатам их испытаний и по их состоянию.

3.5 Эксплуатация систем дистанционного контроля и регулирования параметров защиты

3.5.1 Основные параметры эксплуатационной надежности средств электрохимической защиты магистральных трубопроводов характеризуются интенсивностью отказов, средним временем восстановления и суммарным временем работы средств катодной защиты. Время на восстановление средств защиты после их отказа складывается из времени обнаружения отказа и времени его устранения.

3.5.2 Как правило, длительность простоя УКЗ определяется моментом обнаружения отказа УКЗ. Введение непрерывного дистанционного контроля работы катодной защиты позволяет свести время простоя УКЗ к минимуму.

3.5.3 Для дистанционного контроля за работой средств ЭХЗ используют:

- промышленные системы линейной телемеханики;
- различные модификации устройств радиоконтроля;
- специальные системы телеконтроля работы средств катодной защиты.

3.5.4 Телеконтроль за работой средств электрохимической защиты магистральных трубопроводов позволяет:

- существенно снизить затраты времени и средств на объезды установок катодной защиты;
- резко сократить время простоев в работе УКЗ от момента обнаружения отказа до замены или ремонта поврежденных элементов;
- повысить стабильность поддержания заданных параметров установок;
- выявлять статистику отказов в работе средств ЭХЗ и концентрировать действия служб эксплуатации на участках магистральных трубопроводов с наиболее опасной ситуацией.

3.5.5 В целом, введение систем телеконтроля за работой средств катодной защиты значительно повышает эффективность защиты, так как работа этих систем функционально требует поддержания на высоком уровне технического состояния системы ЭХЗ магистральных трубопроводов.

3.5.6 В качестве преобразователей для преобразования измеряемых параметров средств электрохимической защиты в унифицированные электрические сигналы, необходимые для нормального функционирования контролируемых пунктов систем телемеханики, используют специальные преобразователи.

3.5.7 При необходимости, системы дистанционного контроля и регулирования параметров защиты многониточных газопроводов могут совмещаться системами коррозионного мониторинга РК ЭХЗ, состоящего из систем ЭХЗ-Р, ЭХЗ-Р ВЛ, ЭХЗ-Корр, ЭХЗ-К и ЭХЗ-С (таблица 3.5.1). Системы ЭХЗ-К и ЭХЗ-С дистанционного контроля коррозионных параметров трубопроводов предназначены для измерения, преобразования и обработки кон-

тролируемых параметров средств ЭХЗ, а также для передачи и приема этой информации по радиоканалу в УКВ-диапазоне частот с выходом на персональный компьютер службы катодной защиты ЛПУ МГ. Этот компьютер, в свою очередь, может быть связан с компьютерами производственного объединения и ОАО «Газпром» через корпоративную электронную сеть или через аппаратуру космической связи “Сокол-0”.

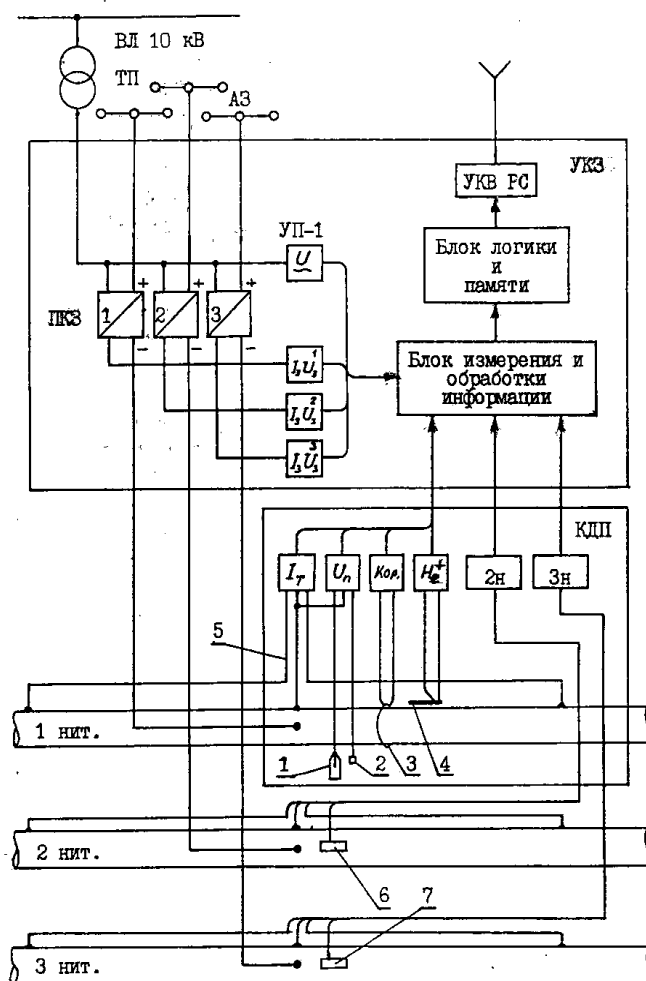
Таблица 3.5.1 - Системы и подсистемы коррозионного мониторинга много-
ниточных газопроводов

Условные обозначения	Наименование систем
Система ЭХЗ-Р	Катодная защита с резервированием в схемах электропитания, преобразования и нагрузки
Система ЭХЗ-РВЛ	Дублированная система сетевого электро-снабжения с секционированием и резервированием источников электроснабжения
Система ЭХЗ-К	Контрольно-диагностический пункт с тремя группами сенсорных устройств и датчиков, включая индикаторы коррозии, индикаторы водорода, датчики поляризационного потенциала.
Система ЭХЗ-К	Система дистанционного контроля коррозии и защиты, связывающая систему ЭХЗ-Корр с постом оператора КМ МГ по радиоканалу
Система ЭХЗ-С	Комплект аппаратуры для сопряжения поста оператора МГ на уровне объекта с региональным пунктом КМ и отраслевым центром

3.5.8 Блоки системы ЭХЗ-К монтируют на установках катодной защиты, а автономные блоки - в отдельных особо опасных точках газопровода. Всю информацию, собираемую с блоков, установленных на трассе трубопровода, передают в ЛПУ МГ. Контрольно-диагностические пункты оборудуют соответствующими датчиками, блоками преобразования, измерения и обработки информации, блоками логики и памяти, а также устройствами приема и передачи информации (рисунок 3.5.1).

На ЛПУ МГ размещают УКВ-радиостанция с блоком преобразования информации, персональная ЭВМ и станция спутниковой связи “Сокол-0”. В функции ПЭВМ входит нормирование показаний датчиков, выделение за-
предельных значений, упаковка их в информационный кадр, хранение и ото-

бражение на печать текущей информации, управление регламентом работы СКС “Сокол-0”.



КДП – контрольно-диагностический пункт, ТП – трансформаторная подстанция, ПКЗ – преобразователь для катодной защиты, УП-1 – универсальный преобразователь сигналов, 1 – датчик поляризационного потенциала, 2 – вспомогательный электрод, 3 – датчик коррозии ДК1П, 4 – датчик наводороживания, 5 – контрольный кабель, 6 – датчик коррозии ДК1Ц

Рисунок 3.5.1 - Блок системы ЭХЗ-К

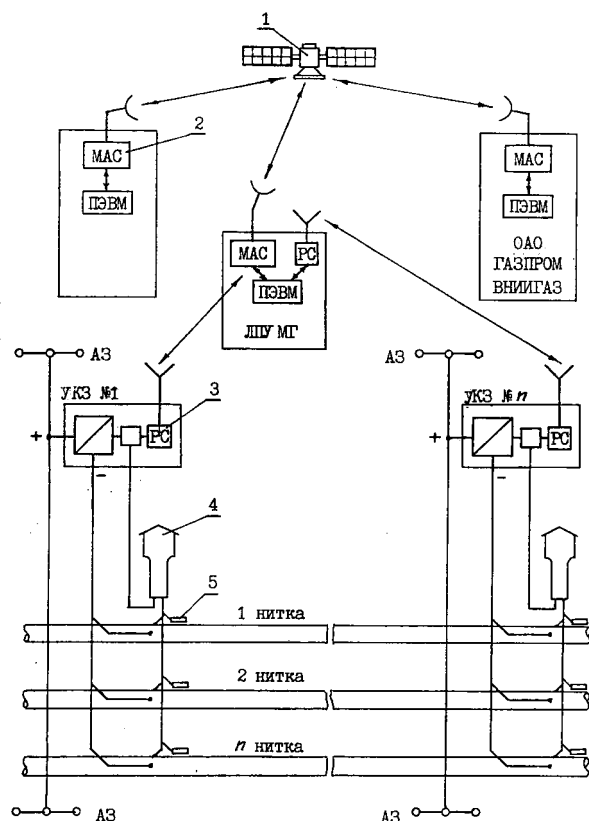
3.5.9 Дистанционный контроль многониточных газопроводов осуществляют по следующим параметрам:

- выходные сила тока и напряжение преобразователей;
- поляризационный потенциал каждой нитки трубопровода;
- активное сопротивление резисторных индикаторов коррозии;
- ток диффузии водорода в стальную стенку трубы;
- сила тока в плечах катодной защиты на каждой нитке газопровода отдельно.

3.5.10 Контролируемые параметры и регламент контроля определяется с учетом коррозионного состояния участка газопровода.

3.5.11 Система ЭХЗ-С предназначена для сбора и передачи телеметрической информации о работе систем ЭХЗ особенно ответственных (например, экспортных) магистральных трубопроводов в газотранспортные предприятия.

3.5.12 Структурно система «Сокол-0» состоит из спутников-ретрансляторов, центральной земной станции и малых абонентских станций (рисунок 3.5.2).



1 – аппаратура космической связи «Сокол-О», 2 – диспетчерский пункт, 3 (РС) – радиостанция, 4 – контрольно-измерительный пункт, 5 – датчики, АЗ – анодное заземление, ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина

Рисунок 3.5.2 - Структурная схема системы коррозионного мониторинга магистральных газопроводов, выполненной на базе аппаратуры СКМ «Пульсар» и космической связи

3.5.13 Принятая базовым УКВ-приемником информация после экспресс-обработки, выборки и кодирования через корпоративную электронную сеть или станцию спутниковой связи «Сокол-0» и геостационарный спутник-ретранслятор поступает в региональное предприятие (ТРАНСГАЗ) и в отраслевой центр ОАО «Газпром» (ВНИИГАЗ).

3.5.14 Анализ информации, получаемой с контролируемых участков трубопроводов, выполняет группа экспертов отраслевого центра КМ для принятия решений по предотвращению аварийных ситуаций на трубопроводах.

3.5.15 Дистанционное изменение параметров катодной защиты на контролируемых участках трубопроводов выполняют по письменному представлению начальника службы защиты от коррозии исключительно диспетчером ЛПУ МГ по специально закодированной системе ввода информации, которая надежно защищена от несанкционированных воздействий.

3.5.16 Для организации дистанционного контроля параметров работы средств ЭХЗ магистральных газопроводов наиболее распространенными системами являются «Магистраль-2» (изготовитель ООО «Газприборавтоматика»), УНТ-ТМ (изготовитель НИИИС) и «СТИП-4» (изготовитель «ИПЛИТ РАН», а коррозионного мониторинга - СКМ «Пульсар» (изготовитель ООО «Парсек»). Краткая характеристика технических данных этих систем приведена в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 – Краткая характеристика технических данных систем дистанционного контроля

Основные параметры	Системы дистанционного контроля			
	Пульсар	Магистраль-2	УНТ-ТМ (КП КЗ)	СТИП-4
Канал связи между КП и ДП	УКВ, физическая линия	БКУ СКЗ связан с основным КП 4-х проводным кабелем длиной до 2 км	УКВ	ЛЭП 0,4-10 кВ
Максимальное количество КП в системе	126	126	126	100
Наличие в системе КП ЭХЗ		+	+	
Максимальное число каналов телеизмерения	120	4	8	24
Возможность измерения:				
- выходного напряжения преобразователя	+	+	+	+
- выходного тока преобразователя	+	+	+	+
- защитного потенциала трубопровода	+	+	+	+
- поляризационного потенциала	+	-	-	-
- скорости коррозии	+	-	-	-
- тока наводороживания	+	-	-	-
- температуры грунта	+	-	-	-
Максимальное число каналов телерегулирования	8	2	8	-
Максимальное число каналов телесигнализации	12	2	2	5
Возможность синхронного прерывания работы контролируемых УКЗ	+	-	-	-
Количество COM-портов, в том числе RS-232 или RS-485	2 2	1 1	1 1	1 1

3.6 Организация обслуживания и ремонта систем электрохимзащиты

3.6.1 Обеспечение необходимой эксплуатационной надежности средств электрохимзащиты трубопроводов осуществляется систематическим контролем их работы и регулярным техническим обслуживанием. Для этой цели проводят комплекс регламентных работ по осмотру, ремонту и замене отдельных узлов и деталей сооружений электрохимзащиты, обеспечивающих их длительную и безаварийную работу.

3.6.2 Регламентные работы представляют собой систему планово-предупредительных ремонтов (ППР), осмотров и проверок правильности эксплуатации средств ЭХЗ. Эти работы включают в себя выявление и устранение неисправностей и дефектов, проверку контрольно-измерительных приборов, накопление и анализ полученных материалов, характеризующих износ, а также выполнение периодических ремонтов.

3.6.3 Сущность системы планово-предупредительных ремонтов заключается в том, что после отработки средствами ЭХЗ определенного времени проводят технический осмотр и определенный вид планового ремонта: текущий или капитальный.

3.6.4 Значительную часть планово-предупредительных ремонтов средств ЭХЗ проводят в полевых условиях в отличие от централизованных ремонтов оборудования (ЦРО), которые осуществляются в условиях мастерских.

3.6.5 Система централизованных ремонтов оборудования предусматривает капитальный ремонт наиболее сложного оборудования (автоматических преобразователей, блоков телеконтроля и др.), коррозионно-измерительных приборов, высоковольтного оборудования, который требует высокой квалификации персонала. Централизованный ремонт оборудования организуют в мастерских производственных лабораторий ЭХЗ или других, имеющихся на предприятиях отрасли. При ЦРО накапливается статистический материал, позволяющий выявить наиболее уязвимые узлы и элементы конструкции, принимать меры к повышению эксплуатационной надежности работы системы ЭХЗ с учетом конкретных условий эксплуатации. Система ЦРО позволяет внедрить единую технологию ремонта, обеспечивающую высокое качество работы, применять приспособления, ускоряющие ремонтные работы, упростить и улучшить систему снабжения материалами и запчастями, подготовить высококвалифицированные кадры технического персонала по ремонту и наладке средств защиты и контроля.

3.6.6 Технический осмотр (ТО) - это комплекс работ по уходу и контролю технического состояния всех доступных для внешнего наблюдения конструктивных элементов средств ЭХЗ, осуществляемый в профилактических целях.

При техническом осмотре УКЗ, УДЗ и УПЗ выполняют следующие работы:

- установку стрелок приборов на нуль шкалы;
- проверку показаний встроенных электроизмерительных приборов контрольными приборами;
- снятие показаний вольтметров, амперметров, счетчиков расхода электроэнергии и/или времени наработки преобразователей;
- измерение и, при необходимости, регулировку потенциала сооружения в точке дренажа УКЗ, а также силы тока в цепи дренажной установки;
- запись о проведенных работах в полевом журнале установки.

Технический осмотр выполняют на протяжении всего периода эксплуатации сооружений ЭХЗ в соответствии с графиками ППР.

3.6.7 Текущий ремонт (ТР). Цель текущего ремонта - обеспечение нормальной эксплуатации объектов ЭХЗ до очередного планового ремонта путем устранения выявленных дефектов. ТР осуществляют с минимальными по объему ремонтными работами.

3.6.7.1 При проведении ТР установок катодной защиты проводят все работы, предусмотренные техническим осмотром, а также:

- чистку разъемных контактов и монтажных соединений;
- удаление пыли, песка, грязи и влаги с элементов конструкции монтажных плат, охладителей силовых диодов, тиристоров, транзисторов;
- перетяжку винтовых контактных соединений;
- измерение или расчет сопротивления цепи постоянного тока УКЗ;
- проверку уровня масла в баке преобразователей с масляным охлаждением;
- запись о проведенных работах в полевом журнале установки.

3.6.7.2 При текущем ремонте установок дренажной защиты выполняют все работы, предусмотренные техническим осмотром, а также:

- снятие показаний амперметра и определение средней силы тока дренажа при прохождении не менее двух электропоездов в разных направлениях;
- измерение разности потенциалов “труба-земля”;
- осмотр и чистку болтовых соединений дренажа и путевого дроссель-трансформатора;
- очистку радиаторов диодов от пыли и грязи;
- запись о проведенных работах в журнале УДЗ.

3.6.7.3 При текущем ремонте протекторных установок выполняют все работы, предусмотренные техническим осмотром, а также:

- измерение сопротивления цепи и силы тока протекторов;
- измерение разности потенциалов “протектор-труба”;
- выборочное вскрытие для определения износа протекторов и состояния активатора (из расчета 1-2 штук на 100 протекторов);
- окраску контрольно-измерительных колонок.

3.6.7.4 При текущем ремонте блоков совместной защиты выполняют все работы, предусмотренные техническим осмотром, а также:

- снятие показаний амперметра и определение силы тока каждого канала;
- измерение потенциалов и регулировку сопротивлений;
- осмотр и чистку болтовых и контактных соединений;
- прозвонку диодов и очистку радиаторов диодов от пыли и грязи;
- запись о проведенных работах в журнале БСЗ.

3.6.7.4 При текущем ремонте контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктов выполняют все работы, предусмотренные техническим осмотром, а также:

- проверку исправности контрольного вывода и выводов от электродов и датчиков, установленных в КИПе или КДП;

– чистку и смазку запорных устройств крышек головок колонок.

3.6.7.5 При текущем ремонте изолирующих соединений (фланцев) проводят следующие работы:

- проверку диэлектрических свойств соединений;
- проверку контактных соединений;
- осмотр шунтирующих резисторов.

3.6.8 Капитальный ремонт (КР). Цель капитального ремонта восстановление проектных характеристик средств ЭХЗ. КР это наибольший по объему работ вид планово-предупредительного ремонта, при котором проводят замену или восстановление отдельных узлов и деталей, разборку и сборку, регулировку, испытания и наладку оборудования системы ЭХЗ. Испытания после проведенного КР должны показать, что технические параметры оборудования соответствуют требованиям, предусмотренным нормативно-технической документацией.

3.6.8.1 В объем капитального ремонта установок катодной защиты входят:

- все работы текущего ремонта;
- замена изношенных, дефектных блоков и коммутационной аппаратуры преобразователя;
- замена вышедших из строя опор, подкосов, приставок;
- перетяжка, а при необходимости замена проводов, изоляторов, траверс, крючьев;
- частичная или полная замена (при необходимости) анодного и защитного заземления;
- осмотр и восстановление контакта катодного кабеля с защищаемым сооружением;
- окраска металлических поверхностей элементов УКЗ, ограждения, нанесение опознавательных знаков.

3.6.8.2 При капитальном ремонте установок дренажной защиты проводят:

- все работы текущего ремонта;
- осмотр и ремонт контакта кабеля с трубой;
- выборочный осмотр дренажного кабеля и его ремонт;
- ремонт, окраска и нанесение опознавательных знаков на визирных кабельных столбиках.

3.6.8.3 При капитальном ремонте протекторных установок выполняют:

- работы в объеме текущего ремонта;
- замена протекторов в сборе;
- замена неисправных контрольно-измерительных колонок;
- замена неисправных полупроводниковых элементов.

3.6.8.4 Капитальный ремонт контрольно-измерительных пунктов включает в себя:

- работы текущего ремонта;

- окраску колонок;
- проверку изоляции контрольных проводов (выборочно);
- проверку контактов контрольных выводов с трубой.

3.6.8.5 Капитальный ремонт изолирующих фланцев проводят по дефектной ведомости при отключенном участке трубопровода и стравленном газе. В объем работ входят:

- проверка диэлектрических свойств изолирующих прокладок на болтовых соединениях, при необходимости, замена дефектных прокладок;
- проверка и при необходимости, замена уплотняющих и изолирующих элементов фланца;
- окраска изолирующего фланца;
- производство испытаний.

Капитальный ремонт изолирующего соединения (ИС), как правило, сводится к его замене новым ИС.

3.6.9 Внеплановый ремонт - это ремонт, не предусмотренный системой ППР, вызванный внезапным отказом, связанным с нарушением правил технической эксплуатации или чрезвычайными явлениями. Организация службы ЭХЗ должна обеспечить проведение таких ремонтов в кратчайший срок. В процессе эксплуатации систем ЭХЗ трубопровода должны приниматься меры, сводящие к минимуму возможность возникновения потребности во внеплановых ремонтах.

3.6.10 Работы, выполненные в ходе всех планово-предупредительных и внеплановых ремонтов, заносят в соответствующие паспорта и журналы средств электрохимзащиты.

3.6.11 Периодичность технических осмотров и ремонтов средств электрохимзащиты приведена в таблице 3.6.1.

3.6.12. Нормативы основных запасных частей и резервного оборудования, необходимого для выполнения ППР, приведены в приложении.

Таблица 3.6.1 - Периодичность технических осмотров и плановых ремонтов средств электрохимзащиты

№№	Объекты средств ЭХЗ	Вид ремонта	Регламент выполнения работ
1	Установки катодной защиты, работающие без средств дистанционного контроля	ТО ТР КР	2 раза в месяц 1 раз в месяц 1 раз в 2 года
2	Установки катодной защиты, работающие совместно со средствами дистанционного контроля	ТО ТР КР	1 раз в месяц 1 раз в месяц 1 раз в 2 года
3	Установки катодной защиты в зоне действия блуждающих токов	ТО ТР КР	4 раза в месяц 2 раза в месяц 1 раз в 2 года

4	Установки дренажной защиты	ТО ТР КР	4 раза в месяц 2 раза в месяц 1 раз в 2 года
5	Протекторные установки,	ТО ТР КР	2 раза в год 1 раз в год по необходимости
6	Поляризованные протекторные установки Блоки совместной защиты	ТО ТР КР	2 раза в год 2 раза в год по необходимости
7	Контрольно-измерительные пункты и контрольно-диагностические пункты	ТР КР	2 раза в год 1 раз в 5 лет
8	Воздушные линии электропередачи		
9	Изолирующие фланцы	ТР КР	1 раз в год 1 раз в 2 года
10	Изолирующие соединения (муфты)	ТР	1 раз в год

3.7 Особенности электрохимической защиты подземных коммуникаций промплощадок компрессорных станций, газопромыслов и ПХГ

3.7.1 К промплощадкам (ПП) на предприятиях ОАО “Газпром” следует относить площадки: компрессорных станций (КС), установок комплексной (УКПГ) и предварительной подготовки газа (УППГ), газосборных пунктов (ГСП), газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), газораспределительных станций (ГРС), резервуарных парков (РП), газонаполнительных станций (ГНС) и др. сооружений.

3.7.2 Критерии защищенности подземных коммуникаций промплощадок.

3.7.2.1 При катодной защите подземных коммуникаций промплощадок компрессорных станций на всем их протяжении должен поддерживаться потенциал регламентированный ГОСТ Р 51164-98 и настоящим Руководством.

3.7.2.2 Определение защищенности коммуникаций промплощадок допускается проводить по потенциалу с омической составляющей (потенциалу включения). Следуя опыту зарубежных стран, величину минимального защитного потенциала для коммуникаций промплощадок *рекомендуется* принять равной $-1,2$ В (по медносульфатному электроду сравнения), а величину максимального допустимого потенциала не ограничивать.

3.7.3 Оптимальной схемой ЭХЗ промплощадок в умеренных и южных климатических районах является совместная схема защиты с одной или несколькими УКЗ с сосредоточенными глубинными анодами. В случае необходимости, проектом могут быть предусмотрены дополнительные распределенные аноды для обеспечения равномерного распределения токов защиты. В условиях вечной мерзлоты и/или при наличии многочисленных фунда-

ментных свай, предпочтительной является схема защиты с распределенными или протяженными анодами.

3.7.4 Применение совместной защиты обеспечивает:

- наиболее эффективное технико-экономическое использование защитных установок;
- устранение вредного влияния защитного тока одного сооружения на другое;
- более равномерное распределение потенциалов на защищаемых сооружениях.

3.7.5 На промплощадках, глубинные аноды, при наличии нескольких ГАЗ на одну УКЗ и расположенные на расстоянии между собой ближе трети их глубины, должны быть оснащены устройствами для регулирования и измерения величины стекающего с них тока.

3.7.6 На подземных сооружениях промплощадок КИП устанавливают в следующих местах:

- на коммуникациях длиной более 50 м - посередине и с интервалом, не более 50 м;
- на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точек дренажа УКЗ;
- в начале, середине, конце входных и выходных коллекторов ПУ, АВО и КЦ;
- в местах пересечения коммуникаций;
- в местах сближения коммуникаций с сосредоточенными анодными заземлениями;
- не менее чем в четырех диаметрально противоположных точках по периметру внешней поверхности резервуаров.

3.7.7 Каждой контрольной точке промплощадки присваивают свой номер. На весь период эксплуатации координаты и номера точек не меняются. Выбранное место проведения измерений (установки электрода) должно находиться над осью трубопровода. Это место фиксируют на площадке с помощью асбоцементного (ПХВ или ПЭ) патрубка (кольца) диаметром 70-150 мм и длиной 50-100 мм зарытого в землю вертикально, до верхнего конца. В случае наличия асфальтового или бетонного покрытия на площадке, в точке, где необходимо проводить измерения, в покрытии делают отверстие (лунка) диаметром не менее 150 мм с последующей выемкой грунта до основной почвы. В отрытую лунку устанавливают асбоцементный патрубок, внутренняя полость которого заполняют грунтом.

3.7.8 Катодные кабели установок катодной защиты подключают к сооружениям в местах с наиболее густой сетью подземных коммуникаций.

3.7.9 Анодные заземления следует монтировать на следующих участках промплощадок:

- в местах с наиболее густой сетью подземных коммуникаций;
- в окрестности наиболее ответственных коммуникаций.

3.7.10 Анодные заземлители не рекомендуется располагать слишком близко к защищаемым сооружениям. Чрезмерное приближение АЗ может привести к перезащите отдельных участков этих сооружений.

3.7.11 Если система ЭХЗ не обеспечивает полной защиты всех коммуникаций, следует использовать дополнительные заземления рядом с коммуникациями не имеющими требуемой степени защиты. В качестве дополнительного заземления могут быть использованы протяженные гибкие аноды или рассредоточенные заземлители типа АЗМ (локальная защита).

3.7.12 В случае необходимости, на участках коммуникаций, имеющих недостаточный уровень потенциала, устанавливают дополнительные УКЗ с преобразователями малой мощности и распределенными анодными заземлениями.

3.7.13 В каждой службе (участке) защиты от коррозии, эксплуатирующей ПП, должна иметься масштабная план-схема всех подземных коммуникаций с нанесенными на нее схемами ЭХЗ с обозначением установок катодной защиты, анодных заземлений, электроперемычек и контрольно-измерительных пунктов.

3.7.14 Контроль за работой УКЗ проводят путем осмотра установок катодной защиты и снятия показаний измерительных приборов, либо сбором данных через систему дистанционного контроля.

3.7.15 Защищенность подземных коммуникаций определяют ежеквартально путем измерения потенциала сооружения в контрольных точках. Результаты измерений заносят в протокол. Защищенность промплощадки рассчитывают по формуле:

$$P = \frac{n_z}{n_u} 100\% \quad (1)$$

где:

n_z - количество точек, в которых потенциал сооружения находится в пределах защитного диапазона;

n_u - общее количество точек, в которых проводились измерения.

3.7.16 Обследования коммуникаций промплощадок.

3.7.16.1 Обследования коммуникаций промплощадок следует проводить не реже одного раза в пять лет. Электрометрические работы для оптимизации режимов работы УКЗ коммуникаций промплощадок рекомендуется проводить не реже одного раза в 2-3 года, а также после реконструкции схемы ЭХЗ или подземных сооружений ПП.

3.7.16.2 Под оптимизацией режимов УКЗ понимают определение такого режима работы УКЗ, при котором все коммуникации ПП будут защищены от почвенной коррозии, а суммарная электрическая мощность расходуемая на защиту, будет минимальной.

3.7.16.3 При проведении обследования промплощадки выполняют следующие работы:

- определяют все участки коммуникаций ПП, которые могут быть коррозионно-опасными (т.е. определяют все потенциально коррозионно-опасные участки);
- проводят комплекс измерений разности потенциалов этих коммуникаций ПП при различных комбинациях токов УКЗ;
- по результатам проведенных измерений определяют коэффициенты, характеризующие систему ЭХЗ данной ПП;
- по полученным данным определяют участки коммуникаций, которые имеют минимальную защищенность, определяемую по величине потенциала;
- определяют участки коммуникаций ПП, имевшие минимальные потенциалы в процессе эксплуатации (ретроспективный анализ защищенности);
- проводят шурфование участков, имевших минимальную защищенность в процессе эксплуатации и оценивают коррозионное состояние коммуникаций;
- определяют, по полученным коэффициентам, оптимальные режимы работы УКЗ.

Более подробно процедура обследования коммуникаций ПП описана в "Методике проведения электрометрического обследования подземных коммуникаций промплощадок" ВНИИСТ, ВНИИГАЗ.М.1999.

3.7.16.4 Последовательность проведения работ при проведении обследования приведена в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1 - Схема проведения работ при обследовании коммуникаций ПП

Этап	Состав проводимых работ	Выход (результат)
<i>Анализ проектной и эксплуатационной документации</i>	Уточнение (составление) масштабной план-схемы коммуникаций промплощадки со средствами ЭХЗ	Определение точек, в которых необходимо выполнять измерения.
	Анализ режимов работы УКЗ	
	Анализ результатов шурфований	
	Выбор точек измерений	
<i>Предварительные (рекогносцировочные) измерения</i>	Измерения для определения ρ грунта	Составление плана проведения измерений
	Осмотр средств ЭХЗ	
	Определение времени экспозиции (длительности поляризации и деполяризации при изменениях режимов УКЗ).	
	Определение УКЗ линейная часть МГ влияющих на защиту промплощадок	

Этап	Состав проводимых работ	Выход (результат)
<i>Подготовка к измерениям</i>	Определение максимальных токов УКЗ и измерения потенциалов характерных точек при этих режимах	
	Определение влияния блуждающих токов.	
	Подготовка УКЗ и АЗ к измерениям.	
<i>Основные измерения</i>	Монтаж и маркировка пунктов измерений в каждой выбранной точке	
	Разработка плана проведения измерений	
	Установка (согласно плану) необходимых режимов работы УКЗ	Результаты измерений потенциалов каждой точки при всех комбинациях режимов
	Поляризация при установленных режимах	
<i>Обработка и анализ результатов</i>	Проведение измерений потенциалов каждой выбранной точки после экспозиции	
	Измерения приборами-искателями повреждений или "интенсивные измерения" на входных и выходных шлейфах	Определение дефектов защитного покрытия шлейфов
	Расчет характеристических коэффициентов (уравнений регрессии)	Определение качества математической модели
<i>Шурфование</i>	Проверка качества проведенных измерений и расчетов.	
	Определение участков промплощадок, имеющих минимальную защищенность при текущих режимах	Определение участков коммуникаций ПП подлежащих шурфованию
	Определение участков промплощадок, имевших минимальную защищенность за прошедший период эксплуатации (ретроспективный анализ защищенности) и определение мест шурфования.	
<i>Разработка рекомендаций</i>	Проведение полнопрофильного шурфования.	Оценка состояния защитного покрытия и металла трубы
	Определение оптимальных режимов работы УКЗ промплощадок	Эксплуатационные

Этап	Состав проводимых работ	Выход (результат)
ций	Определение (в случае необходимости) количества и мест монтажа дополнительных средств ЭХЗ	рекомендации
	Определение "аварийных" режимов УКЗ	
	Определение сроков следующего обследования коммуникаций промплощадок	

3.7.17 К подземным коммуникациям и сооружениям газопромысловых объектов ОАО "Газпром" относят подземные шлейфы скважин, промысловые коллекторы, ингибиторопроводы, промысловые конденсаторопроводы, подземные коммуникации Станций Подземных Хранилищ Газа, Установок комплексной и предварительной подготовки газа, Газосборных пунктов, Резервуарных парков.

3.7.18 В соответствии с ГОСТ Р 51164, на нефтегазопромысловых объектах допускается не применять электрохимическую защиту и (или) защитные покрытия при условии технико-экономического обоснования с учетом коррозионной агрессивности грунтов и срока службы объекта при обеспечении безопасной эксплуатации и исключении экологического ущерба.

3.7.19 Для обсадных колонн скважин, промысловых трубопроводов в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности допускается минимальный поляризационный защитный потенциал более положительный, чем минус 0,85 В (с омической составляющей минус 0,90 В), при условии обеспечения нормативного срока их службы, что должно быть подтверждено технико-экономическим обоснованием в соответствии с нормативной документацией и заключением специализированной организации.

3.7.20 Для промысловых трубопроводов, имеющих сопротивление изоляции менее $200 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ и находящихся в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности, допускается применять в качестве критериев защиты катодное смещение поляризационного потенциала (поляризацию) на 100 мВ или смещение разности потенциалов "труба-земля" (потенциала с омической составляющей) на 300 мВ при технико-экономическом обосновании в соответствии с нормативной документацией и положительном заключении экспертизы Госгортехнадзора России.

3.7.21 Защиту промысловых объектов (внешней поверхности обсадных колонн скважин совместно со шлейфами скважин) следует осуществлять в основном кустовым методом.

3.7.22 Сила тока кустовых УКЗ должна обеспечивать защиту шлейфов и скважин, среднеудаленных от группового (сборного) пункта. Для достижения защитного уровня потенциалов на удаленных скважинах и шлейфах, а также на одиночных скважинах, применяют индивидуальные УКЗ или групповые протекторные установки.

3.7.23 Защите от коррозии подлежат все неликвидированные скважины промысла и ПХГ (в т.ч. эксплуатационные, пьезометрические, наблюдательные, разгрузочные, нагнетательные и т.п.).

3.7.24 При защите обсадных колонн скважин преимущественно применяют глубинные анодные заземлители. Анодные заземления располагают не ближе 150-200 м от устья скважины.

3.7.25 При защите с помощью одной УКЗ нескольких скважин или скважин, оборудованных изолирующими фланцами, дренажные линии должны быть оснащены устройствами для регулирования и измерения стекающего через них тока.

3.7.26 При защите одиночных скважин (не подключенных к шлейфам), дренажный кабель УКЗ подключают через болт, приваренный к кондуктору скважины.

3.7.27 При защите скважин, обвязанных шлейфом, дренажный кабель подключают через болт, приваренный к шлейфу скважины на расстоянии не ближе 5 м от устья скважины.

3.7.28 Схемы защиты промысловых коллекторов аналогичны схемам защиты магистральных газопроводов.

3.7.29 В службе (участке) ЭХЗ должны иметься масштабные план-схемы коммуникаций с нанесенными на них пронумерованными средствами ЭХЗ, КИП, местами для установки МСЭ и т.д.

3.7.30 Расчет параметров ЭХЗ сетей коммуникаций и промысловых объектов достаточно сложен из-за сложной конфигурации и выполняют согласно "Инструкции по проектированию и расчету ЭХЗ магистральных газопроводов и промысловых объектов" ВСН 2-106-78.

3.7.31 Проектирование средств ЭХЗ выполняют специализированными организациями.

3.7.32 На эксплуатирующихся газопромысловых объектах допускается выполнять проектирование силами предприятия, эксплуатирующего промысел. При этом, проектирование осуществляют на основе результатов включений опытных УКЗ. При определении параметров ЭХЗ обсадных колонн скважин, включения опытных УКЗ следует совмещать с измерениями на обсадных колоннах, выполняемых с помощью скважинного зонда специальной конструкции.

3.7.33 Контроль состояния защитных промысловых объектов.

3.7.33.1 Защищенность коллекторов и шлейфов скважин определяют по результатам измерений потенциалов на всех КИП при штатных режимах работы УКЗ.

3.7.33.2 По результатам измерений выполняют построение потенциальной диаграммы и на ее основании определяют защищенность.

3.7.33.3 Защищенными считают участки, разность потенциалов которых по абсолютной величине не меньше величин, определяемых по ГОСТ Р 51164 или п.п. 3.7.19 и 3.7.20 настоящего Руководства.

3.7.33.4 Остальные работы для контроля коррозионного состояния выполняют аналогично работам на магистральных газопроводах.

3.7.33.5 Контроль состояния защитных покрытий шлейфов скважин и коллекторов следует проводить не реже одного раза в год в весенне-осенний период. При этом проводят контроль переходного сопротивления (для интегральной оценки участка трубопровода) и шурфование (для выборочной оценки).

3.7.33.6 Переходное сопротивление и сопротивление изоляции коммуникаций определяют в соответствии с п. 5.7 и п.6.3 настоящего Руководства.

3.7.33.7 На промысловых объектах проводят не менее одного шурфования на 5 км шлейфов и коллекторов в год.

3.7.33.8 При осмотре трубопровода в шурфе выполняют все работы, указанные в акте шурфования.

3.7.34 Защищенность обсадных колонн скважин.

3.7.34.1 Защищенность внешней поверхности обсадных колонн скважин определяют не реже двух раз в год.

3.7.34.2 При определении защищенности выполняют измерения разности потенциалов "устье скважины - земля" и измерение силы тока, поступающего на скважину.

3.7.34.3 Защищенными считают обсадные колонны скважин, у которых разность потенциалов "устье скважины - земля" и сила тока не меньше соответствующих величин, определенных проектом или рекомендациями специализированных организаций, проводивших соответствующее обследование.

3.7.34.4 При защите отдельных (не обвязанных шлейфами) скважин сила тока поступающего на скважину равна силе тока УКЗ. При защите обвязанных скважин, сила тока, поступающего на скважину равна:

$$I_{\text{скв}} = I_{\text{СКЗ}} - \sum I_i, \quad (2)$$

где:

$I_{\text{СКЗ}}$ - сила тока СКЗ, А;

$\sum I_i$ - алгебраическая сумма величин токов во всех трубопроводах, подключенных к скважине (шлейф, ингибиторопровод, факельная линия, трубопровод к задавочному узлу и т.п.).

3.7.34.5 Величину силы тока в трубопроводах определяют по величине падения напряжения на трубопроводе.

3.7.35 Контроль коррозионного состояния обсадных колонн скважин.

3.7.35.1 Для контроля за эффективностью ЭХЗ внешней поверхности скважин рекомендуется проводить специальные обследования по оценке коррозионного состояния обсадных колонн скважин. Результатом этих обследований является оценка коррозионного состояния внешней поверхности обсадных колонн скважин, а также корректировка контролируемых параметров ЭХЗ (величина разности потенциалов "устье скважины - земля" и сила защитного тока скважины).

3.7.35.2 При проведении обследований пользуются следующими критериями оценки коррозионного состояния:

- величина продольного электрического сопротивления колонны;
- наличие и расположение анодных и катодных зон по длине обсадной колонны;
- плотность защитного тока в наиболее коррозионно-агрессивных горизонтах.

3.7.35.2 При определении величины продольного сопротивления и определении величины и расположения анодных и катодных зон, используют геофизическое (каротажное) оборудование и скважинный зонд специальной конструкции.

3.7.35.3 Измерения с помощью скважинного зонда проводят на эксплуатационных скважинах во время профилактических или других работ, при которых извлекают насосно-компрессорные трубы; на наблюдательных или пьезометрических - в любое удобное для этого время.

3.7.35.4 Параметры ЭХЗ скважин газопромысла (ПХГ) можно оценить по результатам обследования 2-5% от всего фонда скважин, но не менее двух - для каждого вида скважин.

3.7.35.5 Измерения на обсадных колоннах скважин должны выполняться сотрудниками участков (служб) ЭХЗ совместно с геофизической партией, при этом сотрудники геофизической партии обеспечивают спуско-подъемные операции и регистрацию глубины спускаемого зонда, а сотрудники ЭХЗ - проведение коррозионных измерений.

3.7.35.6 Проведение всего комплекса измерений на одной скважине занимает в среднем 2-4 часа.

3.7.35.7 Кроме измерений на обсадных колоннах коррозионное состояние этих колонн можно оценить в лабораторных условиях путем определения скорости коррозии образцов трубной стали в наиболее агрессивных водах разреза месторождения. В лабораторных опытах используют пробы воды, отбираемые из исследуемых горизонтов или синтетические растворы, моделирующие пластовые воды. Скорость коррозии в лабораторных условиях может быть определена двумя способами: гравиметрическим и путем снятия и анализа анодной и катодной поляризационных кривых.

3.7.35.8 Силу защитного тока скважины допускается определять по точке перегиба кривой "ток-потенциал"

3.7.35.9 Подробное описание методик и необходимого оборудования для проведения измерений на скважинах и лабораторных исследований по определению коррозионного состояния обсадных колонн скважин, приведены в "Инструкции по определению коррозионного состояния и защищенности обсадных колонн скважин по их длине" РД 39-3-763-82, М., ВНИИСТ, 1983.

4 ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ СРЕДСТВ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

4.1 Общие положения

Целью входного контроля оборудования является: проверка работоспособности, комплектность и определение соответствия характеристик требованиям нормативно-технических и других документов, которые определяют эти характеристики.

4.1.1 Проверке подлежат:

- преобразователи;
- электрические дренажи;
- протекторы (гальванические аноды);
- анодные заземлители.

4.1.2 Получив оборудование, Заказчик (подрядчик) должен убедиться в том, что тара и упаковка не имеют внешних повреждений.

Если обнаружены повреждения оборудования при транспортировке, то Заказчик (подрядчик) обязан предъявить акт-рекламацию транспортной организации.

4.1.3 После вскрытия тары убеждаются в том, что доставленное оборудование комплектно и не имеет повреждений и дефектов, сохранена окраска и консервация покрытий.

4.1.4 В случае, если полученное оборудование некомплектно или имеет дефекты и повреждения, то Заказчик (подрядчик) обязан предъявить акт-рекламацию предприятию-изготовителю.

4.1.5 Прежде чем проверять электрические характеристики доставленного оборудования, необходимо протереть поверхность узлов и деталей, удалив с них консервационную смазку, визуально определить нет ли внешних повреждений, тщательно подтянуть все резьбовые соединения, уделив особое внимание токоведущим частям.

4.1.6 Входной контроль оборудования проводят лица, которые изучили сопроводительную документацию этого оборудования и прошли соответствующий инструктаж.

4.1.7 Входной контроль доставленного оборудования осуществляет Заказчик в присутствии представителя строительной организации.

Оборудование должно быть передано подрядчику в полной исправности и в сроки, предусмотренные договором.

Подрядчик несет ответственность за оборудование до тех пор, пока оно не будет смонтировано и принято рабочей комиссией.

4.2 Входной контроль преобразователей

4.2.1 Перед проверкой электрических параметров преобразователей проводят внешний осмотр изделия, проверяют крепление силового трансформатора и дросселя, протирают приборы, узлы и детали от пыли и консервирующей смазки, подтягивают все болтовые соединения, при этом особое внимание уделяется токоведущим контактным зажимам и работоспособности всех выключателей, кнопок и переключателей.

4.2.2 Проверку неавтоматических преобразователей осуществляют в соответствии со схемой приведенной на рисунке 4.2.1.

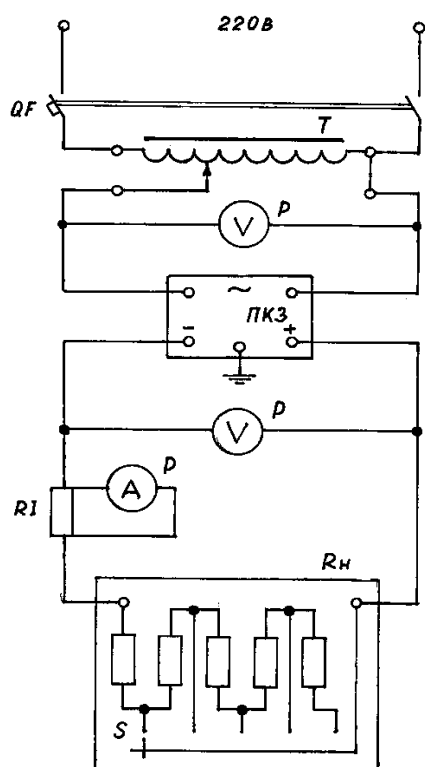


Рисунок 4.2.1 - Схема для проверки неавтоматических преобразователей

ПКЗ – преобразователь для катодной защиты,
 R_H – нагрузка, V – вольтметр, A – амперметр

В качестве нагрузки рекомендуется использовать балластный реостат РБ-302 (ТУ 16-739.334-82) или аналогичный. Сопротивление нагрузки определяют по формуле:

$$R = \frac{U_H}{I_H} \quad (3)$$

где:

U_H - номинальное выходное напряжение преобразователя, В;

I_H - номинальный выходной ток, А;

После включения преобразователя, проводят регулировку выходного напряжения преобразователя от минимального до максимального значения, контролируя выходные параметры по приборам.

4.2.3 Проверку повторяют при переключении преобразователя во второй диапазон регулирования, изменив соответственно величину сопротивления нагрузки (при испытании каждого конкретного типа преобразователя руководствоваться инструкцией завода-изготовителя на данный тип).

4.2.4 Контроль автоматических преобразователей проводят в соответствии с п. 4.2.2 и 4.2.3, по схеме, приведенной на рисунке 4.2.2, с включением в цепь питания преобразователя регулировочного автотрансформатора от 0 до 250 В на силу тока не менее 25 А и вольтметра с пределами измерения напряжения от 0 до 250 В.

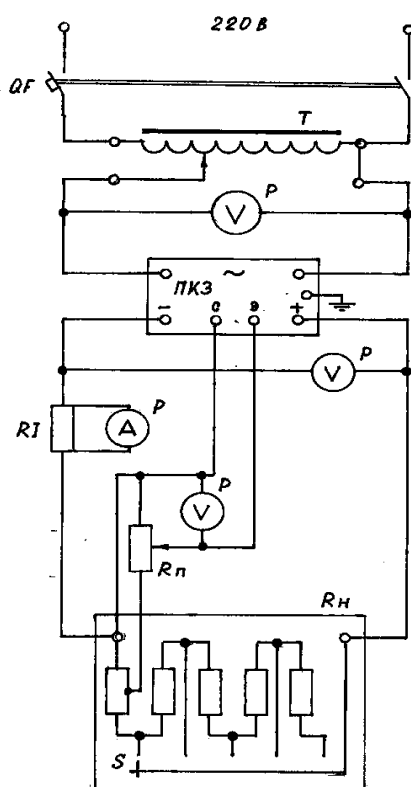


Рисунок 4.2.2 - Схема для проверки автоматических преобразователей

ПКЗ – преобразователь для катодной защиты, R_n – нагрузка, V – вольтметры переменного и постоянного напряжения, A – амперметр, T – регулируемый автотрансформатор

4.2.5 Для преобразователя с автоматическим поддержанием защитного тока точность стабилизации силу выходного тока проверяют при изменении напряжения питания и сопротивления нагрузки в приведенной последовательности:

- устанавливают номинальные выходное напряжение и силу тока при номинальном напряжении питания преобразователя и фиксируют значение силы тока на выходе преобразователя;
- фиксируют значение силы выходного тока преобразователя при верхнем пределе напряжения питания;
- установив нижний предел напряжения питания, снова фиксируют значение силы выходного тока;
- устанавливают номинальное напряжение на выходе преобразователя при номинальных значениях напряжения питания, сопротивления нагрузки и фиксируют значение выходного тока;

– установив нижний предел изменения сопротивления нагрузки, снова фиксируют значение силы выходного тока преобразователя.

Диапазон изменения выходного тока преобразователя и предел изменений напряжения питания и сопротивления нагрузки при проведении проверок по настоящему пункту должны соответствовать техническому описанию проверяемого преобразователя.

4.2.6 Точность поддержания потенциала автоматических преобразователей проверяют при значениях заданного потенциала 0,8; 1,5 и 2,5 В, для этого переводят преобразователь в автоматический режим работы.

При номинальном значении силы тока через нагрузку на входные клеммы блока автоматики подают напряжение 2,5 В, которое снимают с части нагрузочного сопротивления: "плюс" подключают на клемму, предусмотренную для подключения электрода сравнения, а "минус" – на клемму для подключения провода от сооружения.

Точность поддержания потенциала при измерении величины питающего напряжения и сопротивления нагрузки проверяют в соответствии с п. 4.2.5, при этом, фиксируют значения напряжения на входных клеммах блока автоматики.

Указанные выше операции выполняют при значениях напряжения 0,8; 1,5 и 2,5 В, снимаемого с части нагрузочного сопротивления при номинальном выходном токе преобразователя.

Отклонения величины напряжения на входных клеммах блока автоматики от установленной при значениях номинальной силы тока и напряжения питания не должны превышать величин, указанных в техническом описании проверяемого преобразователя.

4.2.7 Если электрические характеристики преобразователя не соответствуют параметрам, приведенным в его техническом описании, то необходимо составить и отправить рекламацию на завод-изготовитель или вызвать представителя завода-изготовителя для ремонта преобразователя.

4.3 Входной контроль поляризованных дренажей

4.3.1 Проверка электрических характеристик дренажей проводят следующим образом.

При величине регулировочного сопротивления 0,12 Ом на клеммы дренажа подают от источника питания постоянное напряжение 10 В. Необходимо следить за соблюдением полярности при подключении источника питания к дренажу: плюсовую клемму источника питания необходимо соединить с плюсовой клеммой дренажа (клеммой, к которой подключают защищаемое сооружение), минусовую клемму источника питания – с минусовой клеммой дренажа (рисунок 4.3.1).

Затем путем переключения перемычек, изменяя величины нагрузочных сопротивлений, отслеживают показания амперметра, показания которого должны соответствовать паспортным характеристикам дренажа.

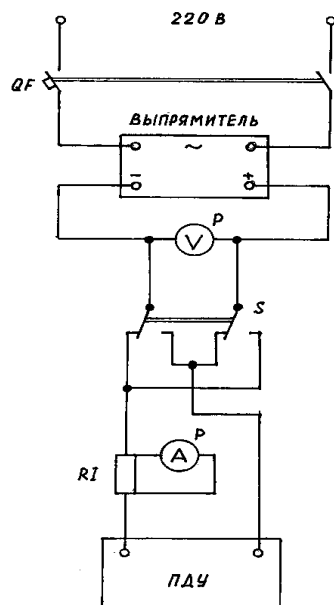


Рисунок 4.3.1 - Схема проверки дренажей

ПДУ – дренаж, А – амперметр, V – вольтметр,
RI - шунт, QF – выключатель, S - переключатель

4.3.2 Во время проверки электрических характеристик дренажей перед каждым переключением перемычек следует отключать источник питания постоянного напряжения во избежание возникновения электрической дуги и получения ожогов.

4.3.3 В случае не соответствия электрических характеристик дренажей паспортным данным, дренажи необходимо отправить на завод-изготовитель для ремонта (замены) или вызвать представителя завода.

4.4 Входной контроль протекторов

4.4.1 После получения протекторов необходимо провести их тщательный визуальный контроль. Прежде всего, необходимо убедиться в наличии маркировки на хлопчатобумажных и бумажных мешках, в которых указывают:

- тип и размер протектора с активатором;
- марка сплава;
- предприятие-изготовитель.

4.4.2 Необходимо убедиться в целостности и отсутствии влаги на бумажных или хлопчатобумажных транспортировочных мешках протекторов. Если протекторы поставляют без транспортных мешков, контроль проводят для хлопчатобумажных мешков, в которых помещаются протекторы с активатором.

Хлопчатобумажные мешки не должны иметь разрывов, на их поверхности не должно быть следов влаги, грязи, масла и пр.

Необходимо убедиться в том, что проводник (вывод) надежно подсоединен к контактному сердечнику и место подсоединения тщательно заизолировано.

В случае несоответствия протекторов перечисленным требованиям, их возвращают на завод-изготовитель.

4.5 Контроль анодных заземлителей

4.5.1 После получения анодных заземлителей необходимо провести их визуальный осмотр и убедиться в отсутствии видимых повреждений.

Необходимо убедиться в том, что проводник имеет надежный контакт с электродом, а место контакта тщательно изолировано от проникновения грунтового электролита.

4.5.2 На поверхности ферросилидовых, графитовых и графитопластовых заземлителей не должно быть трещин, а также сколов глубиной более 5 мм.

Кожухи заземлителей с коксовой засыпкой не должны иметь значительных вмятин и сквозных повреждений.

Не допускается наличие на поверхности заземлителей краски, масла и любых других неэлектропроводящих веществ.

4.5.3 Особо тщательному контролю подвергают изоляцию проводов. Заземлители, имеющие даже незначительные повреждения изоляции проводов, к эксплуатации не допускаются.

4.6 Контроль качества изоляционных материалов

4.6.1 Материалы, применяемые для противокоррозионной защиты трубопровода, должны иметь технические паспорта. По показателям, приведенным в паспорте, контролируют соответствие изоляционных материалов требованиям действующих стандартов и технических условий на них.

4.6.2 Полимерные изоляционные ленты проверяют на:

- отсутствие осевых сдвигов в рулонах;
- возможность разматывания рулонов при температуре применения;
- отсутствие перехода клеевого слоя на другую сторону ленты.

Рулоны ленты, имеющие неровные, оплывшие или смятые торцы, бракуют и применяют для ремонта дефектных мест изоляции трубопровода.

4.6.3 Армирующие и оберточные рулонные материалы проверяют на:

- возможность разматывания рулонов при температуре применения;
- плотность намотки в рулоне и ровность торцов.

При необходимости рулоны перематывают и отторцовывают.

Таблица 4.6.1 - Температура эксплуатации полимерных ленточных покрытий

Наименование материала			Максимальная температура эксплуатации, плюс °С	Расход праймера, г/м ²	Способ нанесения
Лента	Обертка	Праймер			
Поликен 980-25	Поликен 955-25	Поликен 919	35	70-90	машинный
Поликен 935-35	Поликен 2055-25	Поликен 927	35	100-110	ручной
Нитто 53-635	Нитто 56 РА-4	Нитто В-300	35	70-90	машинный
Фурукава Рапко НМ-3	Фурукава Рапко РВ2	Рапко F-N-16	35	70-90	-----
Альтене 100-25	Альтене 205-25	Альтене Р-19	35	70-90	-----
Фурукава Рапко Тэйп	Рапко Тэйп	Рапко Коат РG	45	70-90	-----
Нитто 53-28 В Нитто 53-26 В	Нитто 56-РА-28	Нитто R-80	45	80-100	-----
Нитто С-14	Нитто 56-РА-4	Нитто Р-09	50	80-100	-----
Поликен 2036-25	Поликен 2055-25	Поликен 2027 Поликен 1019	50-70	80-100	-----
Рапко Тэйп НТС	Рапко Тэйп РНС	Рапко Коат НG	80 (100)*	90-100	ручн / машин.
Нитто52	Нитто 52 РА	Нитто R-100	80 (100)*	90-100	-----

* Допускается кратковременная эксплуатация при температуре до 100 °С.

5 МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ЭЛЕКТРОИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

5.1 Основные виды измерений, приборы и вспомогательное оборудование

5.1.1 Электроизмерительные работы на подземных трубопроводах выполняют с целью определения эффективности действия электрохимической защиты и опасности возникновения коррозии.

5.1.2 Объем и состав измерений устанавливают эксплуатирующей организацией, исходя из требований ГОСТ Р 51164, ПТЭ МГ, ГОСТ 9602 и настоящего Руководства.

5.1.3 Для измерения напряжения и тока при электроизмерительных работах используют цифровые и стрелочные показывающие приборы, а также регистрирующие (самопишущие) приборы.

При работах, связанных с измерением потенциала сооружения, должны применяться вольтметры с входным сопротивлением не менее 10 МОм. В отдельных случаях допускается использование приборов с более низким внутренним сопротивлением, но не менее 100 кОм на 1 В.

5.1.4 Рекомендуемые приборы для измерения потенциалов, напряжения и силы тока: ПКО, ПКИ, мультиметры 43313, Ц43101, Ц4354 и им подобные, ампервольтметр ЭВ-2234, цифровые регистраторы РАД-256, самопишущие микроамперметр-милливольтметры Н399 и ЭН3001, и др.

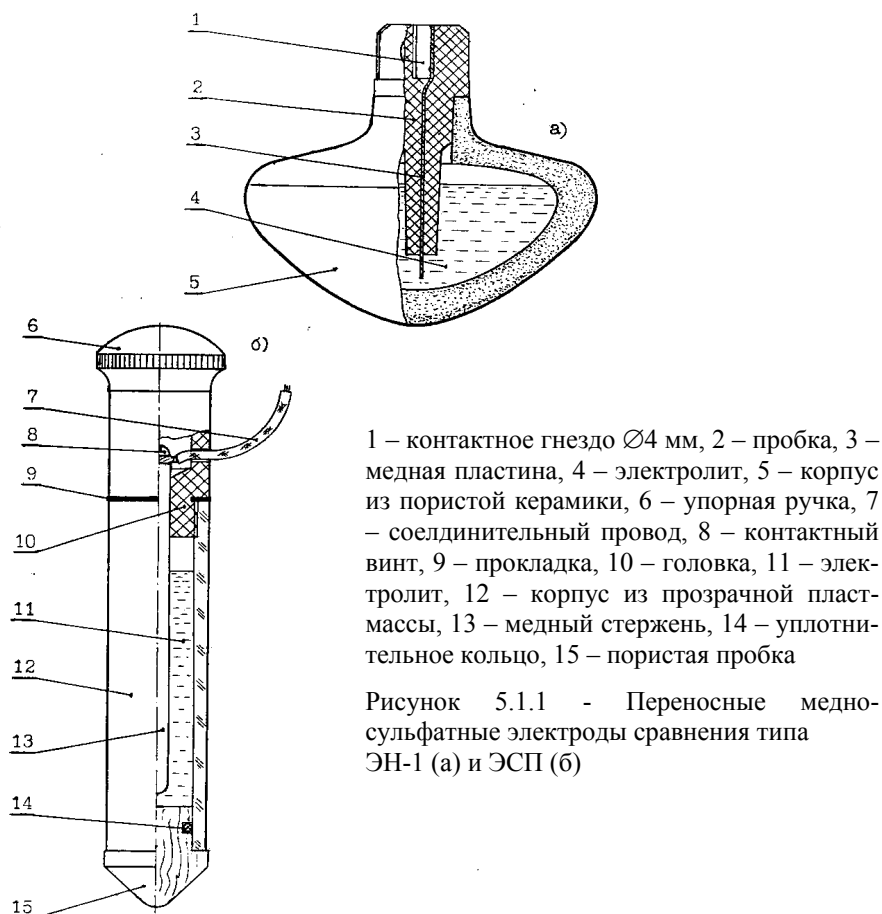
5.1.5 Удельное электросопротивление грунта и сопротивление растеканию тока заземлений может быть определено с помощью специальных измерительных приборов Ф-4103-М1, М-416, ИСЗ-1 и им подобных.

5.1.6 При проведении электроизмерительных работ используют неполяризующиеся медносульфатные, хлорсеребряные, каломельные и стальные электроды.

5.1.7 Медносульфатный неполяризующийся электрод ЭН-1 представляет собой керамический сосуд с пористым дном (рисунок 5.1.1а). В горловину сосуда вставляют пробку с медной пластиной. Верхний конец пластины ввернут в трубку для присоединения штекера диаметром 4 мм. Во внутреннюю полость электрода заливают насыщенный раствор медного купороса (сульфата меди). Габаритные размеры: высота максимальная 102 мм, диаметр 95 мм. Масса в сухом виде 0,35 кг. Электроды поставляют в пластмассовых футлярах по две штуки в каждом.

5.1.8 Переносной медносульфатный электрод сравнения ЭСП состоит из цилиндрического корпуса из прозрачной пластмассы, закрытого снизу пористой (деревянной) пробкой конической формы и навинчивающейся сверху пластмассовой головкой с медным стержнем и соединительным проводом (рисунок 5.1.1б). В головку ввинчивают упорную ручку или удлинительную штангу. Пористую пробку закрывают защитным резиновым колпачком. Габаритные размеры: длина 200 мм, диаметр корпуса 30 мм, длина соедини-

тельного провода не менее 2 м. Удлинительная штанга имеет длину не менее 550 мм. Масса электрода с проводом 0,340 кг.

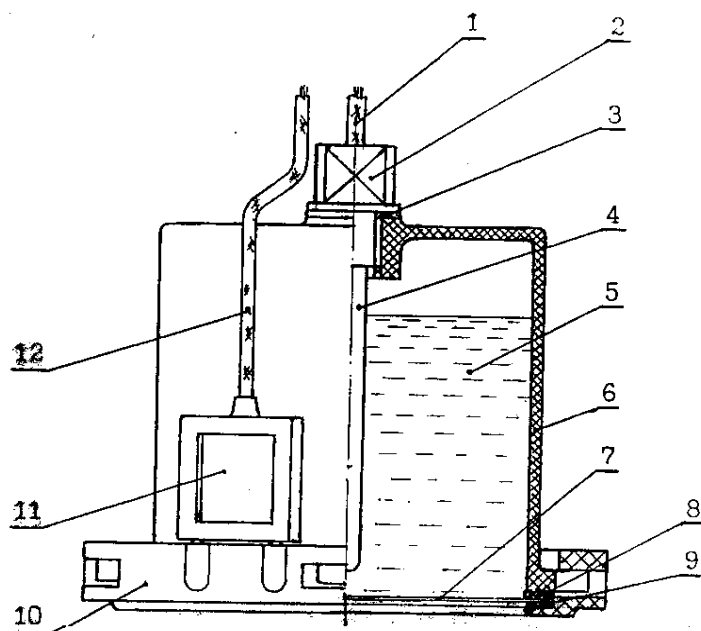


5.1.9 Переносной медносульфатный электрод сравнения МЭД-АКХ состоит из цилиндрического пластмассового корпуса с пористым керамическим дном и навинчивающейся крышкой с вкладышем, в который впрессован медный стержень. Электрод выпускают с различной формой пористого дна - плоской, конической или полусферической. Габаритные размеры: высота не более 150 мм, диаметр 30 мм. Масса 0,145 кг. Выпускают также электроды с коническим корпусом диаметром в нижней части 80 мм. Масса таких электродов 0,260 кг.

5.1.10 Стационарный медносульфатный долгодействующий электрод с датчиком потенциала (вспомогательным электродом) используют как электрод сравнения при измерении разности потенциалов “труба-земля” и поляризационного потенциала, а также в качестве датчика в цепи блока управления автоматических преобразователей.

5.1.11 Долгодействующий электрод типа ЭНЕС (рисунок 5.1.2) состоит из пластмассового корпуса, в верхнюю часть которого ввинчена пробка со стержнем из красной меди марки М1-Т-КР7. Дно электрода закрыто ионообменной мембраной и пористой керамической диафрагмой. Полость электрода заполняют насыщенным раствором медного купороса. Датчик потенциала

(вспомогательный электрод) представляет собой квадратную пластину размером 25x25 мм из легированной стали марки 1Х18Н9Т, вмонтированную в пластмассовое гнездо. Медный стержень и вспомогательный электрод снабжены проводами длиной не менее 2 м. Габаритные размеры электрода: высота 110 мм, диаметр 120 мм.



1 – провод от электрода, 2 – штуцер, 3 – прокладки, 4 – медный стержень, 5 – электролит, 6 – пластмассовый корпус, 7 – мембрана, 8 – уплотнительная прокладка, 9 – пластмассовая прокладка, 10 – гайка, 11 – вспомогательный электрод, 12 – провод от вспомогательного электрода

Рисунок 5.1.2 - Долгодействующий неполяризующийся электрод сравнения со вспомогательным электродом

5.1.12 Стальные электроды применяют при измерениях для определения удельного электрического сопротивления грунта и сопротивления растеканию тока, а также в качестве электродов сравнения при измерениях в зонах действия блуждающих токов.

5.1.13 Длина стального электрода 500...800 мм (рисунок 5.1.3). Один конец электрода затачивают на конус. Конус и боек подвергают закалке. На расстоянии 50 мм от бойка к прутку приварена стальная втулка, имеющая сквозное продольное отверстие, в которое запрессовано медное гнездо для штекера диаметром 4 мм для подключения измерительных приборов. Перед проведением измерений поверхность электрода, контактирующая с грунтом, должна быть зачищена до металлического блеска.

Для удобства извлечения из грунта, стальные электроды рекомендуется изготавливать из стального проката шестигранного или квадратного сечения. Для извлечения электрода из плотного грунта, электрод проворачивают накидным гаечным ключом на несколько оборотов, одновременно прилагая усилие, направленное вверх вдоль оси.

Габаритные размеры электрода для измерения удельного сопротивления растеканию грунта: длина 500 мм, размер под ключ 14 мм. Электроды для измерения сопротивления растеканию тока должны изготавливаться из прутка размером 17...19 мм и иметь длину до 800 мм.

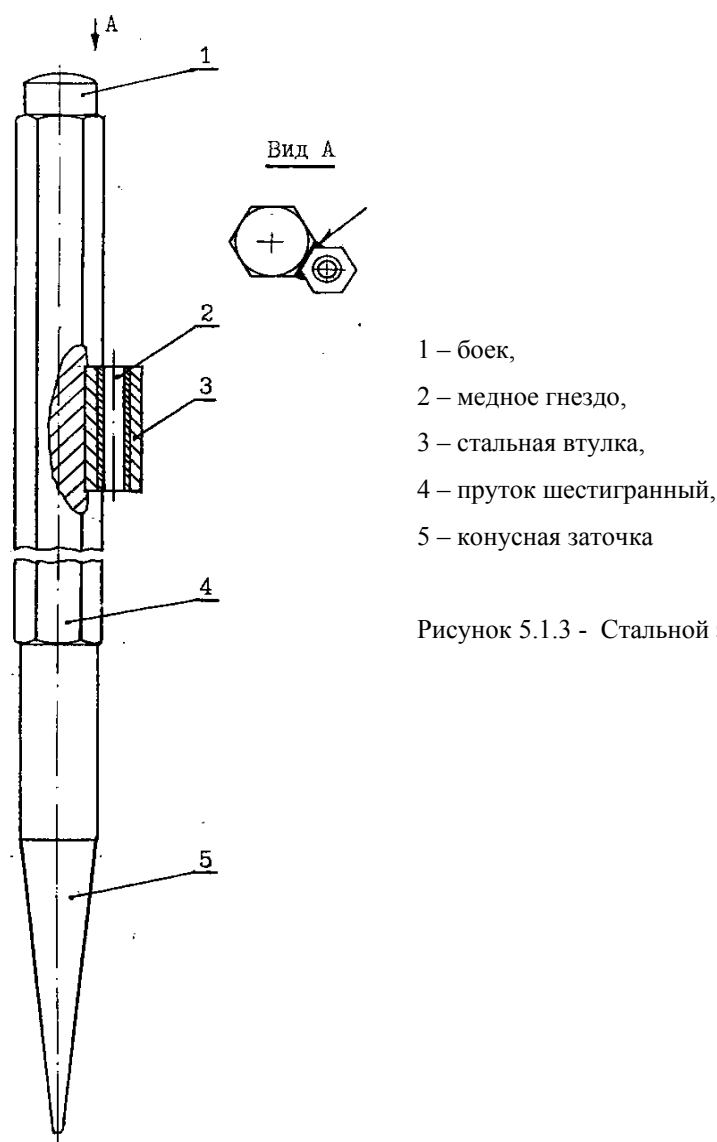


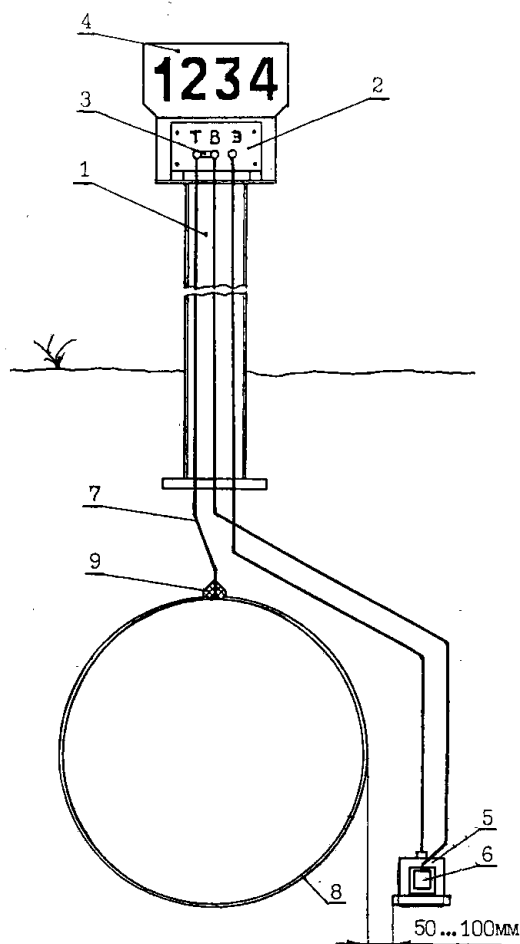
Рисунок 5.1.3 - Стальной электрод

5.1.14 Для осуществления контроля защищенности трубопровода от коррозии предусматриваются контрольно-измерительные пункты. КИП сооружают на каждом километре трубопровода, а также:

- в местах пересечения с автомобильными и железными дорогами (с обеих сторон);
- у крановых площадок (с внешней стороны ограды);
- в местах подключения дренажного кабеля к сооружению;
- в местах установки изолирующих фланцевых соединений;
- в местах установки протекторов;
- у подводных переходов через водные преграды (при длине перехода более 50 м с обеих сторон);
- в местах пересечения с другими преградами подземных трубопроводов.

5.1.15. Контрольно-измерительный пункт состоит из колонки (стальная труба или пластиковая стойка), на клеммную колодку которой выведен кон-

трольный провод (вывод) от трубы. Для измерения поляризационного потенциала в КИП устанавливают долгодействующий электрод сравнения со вспомогательным электродом. Провода от электродов выводят на клеммную панель колонки (рисунок 5.1.4).



- 1 – контрольно-измерительная колонка,
- 2 – измерительная панель,
- 3 – переключатель,
- 4 – опознавательный знак,
- 5 – электрод сравнения,
- 6 – вспомогательный электрод,
- 7 – вывод от трубопровода,
- 8 – трубопровод,
- 9 – точка приварки.

Рисунок 5.1.4 - Схема контрольно-измерительного пункта для измерения поляризационного потенциала

Примечание: Контрольный провод (вывод) КИП для УКЗ (УДЗ), приваривают к трубе на расстоянии не менее трех диаметров от точки приварки дренажного кабеля.

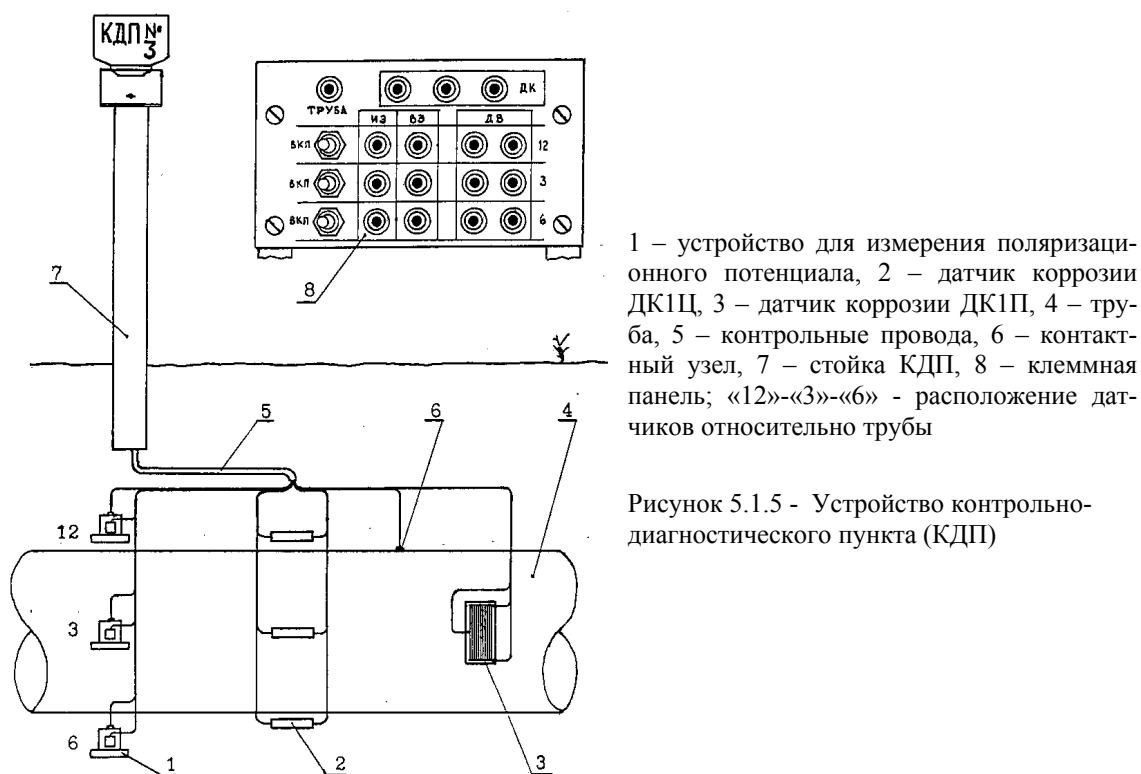
5.1.16 Контрольные провода от трубы, измерительных и вспомогательных электродов и других объектов рекомендуется маркировать следующим образом:

- Т - труба или другое защищаемое сооружение;
- П - патрон (защитный кожух);
- С - постороннее сооружение (трубопровод);
- М - магниевый протектор;
- Э - долгодействующий электрод сравнения;
- В - вспомогательный электрод;
- И - вывод для измерения тока в трубе.

5.1.17 На коррозионно-опасных участках трубопроводов, на участках, требующих особого внимания в связи с имевшими место коррозионными от-

казами, а также в, так называемых, “горячих точках” трубопровода должны быть установлены контрольно-диагностические пункты (КДП).

КДП оснащают измерительным и вспомогательным электродом, датчиками коррозии, температуры и, при необходимости датчиком наводораживания, измерительными проводами для регистрации величины и направления тока в трубе, а также устройством для накопления, обработки и передачи информации (рисунок 5.1.5).



1 – устройство для измерения поляризационного потенциала, 2 – датчик коррозии ДК1Ц, 3 – датчик коррозии ДК1П, 4 – труба, 5 – контрольные провода, 6 – контактный узел, 7 – стойка КДП, 8 – клеммная панель; «12»-«3»-«6» - расположение датчиков относительно трубы

Рисунок 5.1.5 - Устройство контрольно-диагностического пункта (КДП)

5.1.18 На многониточных трубопроводах, уложенных в одном коридоре, контрольно-измерительные колонки КИП (КДП) должны устанавливаться на одном поперечнике (траверсе) коридора.

5.1.19 Измерительные колонки пунктов должны иметь табличку или щиток с обозначением нитки трубопровода и привязки места установки к трубопроводу с точностью до одного метра.

5.1.20 Измерительные колонки должны быть окрашены краской яркого цвета или контрастных цветов в виде горизонтальных полос шириной не менее 10 см. При укладке в одном коридоре нескольких трубопроводов различного назначения целесообразно колонки окрашивать в разные цвета, например:

- газопровод - чередующиеся белые и красные полосы;
- нефтепровод - белые и черные полосы;
- продуктопровод - белые и зеленые полосы;
- водопровод - белые и голубые полосы.

5.2 Измерение потенциалов защищаемого сооружения

5.2.1 Измерение разности потенциалов “труба-земля” следует осуществлять высокоомным вольтметром, одну клемму которого соединяют непосредственно с трубой, а вторую - с электродом сравнения, осуществляющим контакт с грунтом.

5.2.2 Входное сопротивление вольтметра не должно быть ниже 10 МОм. Однако, в отдельных случаях например в низкоомных грунтах, могут быть использованы вольтметры с меньшим внутренним сопротивлением, но не ниже 100 КОм на 1 В. При этом грунт в месте установки электродов сравнения должен быть увлажнен, а для исключения ошибки, измерения проводят на двух пределах и результат определяют по формуле:

$$U_{т-з} = \frac{U_2 R_1 - U_1 R_2}{\frac{U_2}{U_1} R_1 - R_2}, \text{ В} \quad (4)$$

где:

U_1 - показание прибора на меньшем пределе, В;

U_2 - показание прибора на большем пределе, В;

R_1 - внутреннее сопротивление прибора на большем пределе, КОм;

R_2 - внутреннее сопротивление прибора на меньшем пределе, КОм.

5.2.3 В качестве электродов сравнения используют неполяризующиеся медносульфатные электроды.

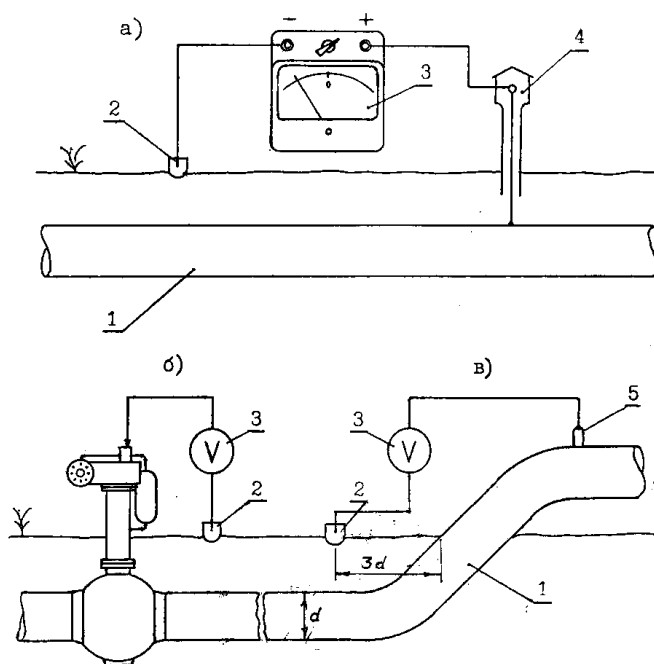
5.2.4 Измерения потенциалов выполняют:

- в специальных контрольно-измерительных пунктах;
- на элементах трубопровода, выходящих на поверхность земли (запорная арматура, камеры приема-запуска поршня и т. п.);
- в местах выхода трубопровода на поверхность;
- в открытых шурфах, траншеях и пр. (рисунки 5.2.1 и 5.2.2).

5.2.5 Электрод сравнения следует устанавливать на поверхности земли на минимальном расстоянии от трубопровода над осью трубы. Если трасса трубопровода точно неизвестна, измерения следует проводить, переставляя электрод сравнения перпендикулярно оси трубы шагом 0.5 м в 5...6 точках. За истинное значение разности потенциалов принимают минимальную по модулю величину показаний прибора. При проведении измерений в шурфе или траншее, электрод располагают на расстоянии не ближе трех диаметров от открытого участка трубы (рисунок 5.2.2).

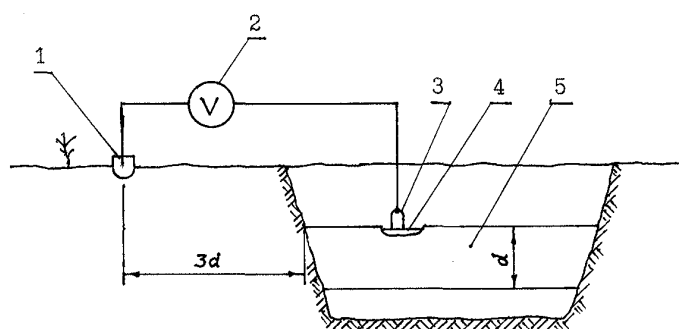
5.2.6 Если используют прибор с цифровой индикацией или двухсторонней шкалой (нулевая отметка в центре шкалы), то положительную клемму прибора подключают к трубопроводу, а отрицательную - к электроду сравнения. При этом, если стрелка прибора с двухсторонней шкалой отклоняется влево, разность потенциалов регистрируют с отрицательным знаком, если вправо - с положительным, а на индикаторе цифрового прибора инди-

цируется знак плюс или минус, указывающий на полярность потенциала сооружения.



1 – трубопровод, 2 – медно-сульфатный электрод сравнения, 3 – измерительный прибор, 4 – контрольно-измерительный пункт, 5 – магнитный контакт

Рисунок 5.2.1 - Измерение разности потенциалов «труба-земля» в контрольно-измерительном пункте (а), у запорной арматуры (б), в месте выхода трубы на поверхность (в)



1 – МСЭ; 2 – вольтметр, 3 – магнитный контакт, 4 – оголенный участок трубы; 5 – труба

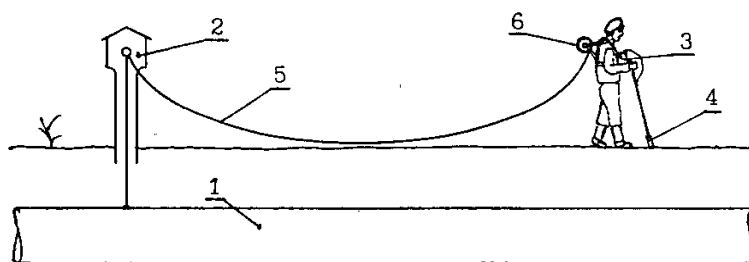
Рисунок 5.2.2 - Измерение разности потенциалов «труба-земля» в шурфе (а), в траншее (б)

При использовании вольтметра с односторонней шкалой, положительную клемму прибора соединяют с электродом сравнения, а отрицательную - с трубой. Разность потенциалов регистрируют с отрицательным знаком. В случае, когда стрелка прибора уходит за «нуль», необходимо поменять местами измерительные провода и зарегистрировать показания со знаком "плюс".

5.2.7 Соединение вольтметра с трубопроводом, при измерении потенциала вне контрольно-измерительных пунктов, может осуществляться с по-

мощью магнитного контакта. Трубу в месте установки контакта зачищают до металлического блеска.

5.2.8 Для измерения разности потенциалов «труба-земля» вдоль трубопровода применяют метод выносного электрода. Для реализации этого метода необходимо иметь измерительный провод длиной 500...1000 м на катушке. Один конец провода подключают к контрольному выводу в КИП, другой - к измерительному прибору. Передвигаясь вдоль трубы и переставляя электрод сравнения с заданным шагом, регистрируют разность потенциалов в каждой точке (рисунок 5.2.3).



1 – трубопровод, 2 – контрольно-измерительный пункт,
3 – измерительный прибор, 4 – переносной МСЭ,
5 – измерительный провод, 6 – съемная катушка с проводом

Рисунок 5.2.3 - Измерение разности потенциалов «труба-земля» методом выносного электрода

В связи с тем, что по трубопроводу протекает ток катодной защиты, на участке измерения возникает падение напряжения, величину которого включается в измеряемую величину потенциала. Эта погрешность велика при больших токах защиты и малом диаметре трубопровода. Действительную разность потенциалов «труба-земля» в случае необходимости можно определить из выражения:

$$U_{m-з} = U_{m-з \text{ изм}} - \Delta U_m, \text{ В} \quad (5)$$

где:

$U_{m-з \text{ изм}}$ - показание вольтметра, В;

$\Delta U_m = I \cdot L \cdot R_{np}$ - падение напряжения в трубе, В;

I – сила тока текущего по трубе, А;

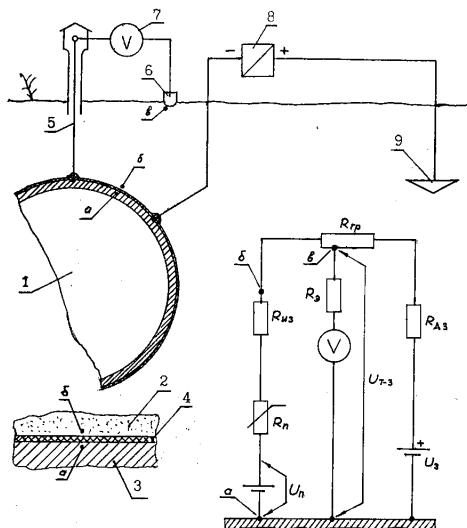
R_{np} – продольное сопротивление трубы, Ом/м;

L – протяженность участка трубы от места подключения к трубе до места установки электрода сравнения, м.

Здесь U_m берется со знаком плюс, если ток в трубе совпадает с направлением перемещения электрода.

5.3 Измерение поляризационного потенциала

5.3.1 Поляризационный потенциал (электрохимический потенциал) определяет кинетику электродных реакций и характеризует защищенность от коррозии сооружения. Пространственно он локализован в области двойного электрического слоя на границе металл-электролит (рисунок 5.3.1).



1 – труба, 2 – грунт, 3 – металл, 4 – изоляция, 5 – контрольный вывод, 6 – электрод сравнения, 7 – вольтметр, 8 – источник постоянного тока, 9 – анодное заземление
 $U_з$ – напряжение источника, $U_{т-з}$ – разность потенциалов «труба-земля», $U_п$ – поляризационный потенциал, $R_{аз}$ – сопротивление анодного заземления, $R_{гр}$ – сопротивление грунта, $R_{из}$ – сопротивление изоляции, $R_п$ – поляризационное сопротивление, $R_э$ – сопротивление электрода сравнения

Рисунок 5.3.1 - Граница металл-грунт и эквивалентная электрическая схема катодной защиты

5.3.2 Если электрод сравнения расположен на поверхности земли, то измеряемая вольтметром разность потенциалов «труба-земля» содержит кроме величины поляризационного потенциала еще и величину падения напряжения между электродом сравнения и металлом трубы (в грунте и в изоляционном покрытии на участке цепи между точками а-б-в) - омическую составляющую $U_{ом}$:

$$U_{изм} = U_{пол} + U_{ом} = U_{пол} + IR \quad (6)$$

где:

$U_{пол}$ - поляризационный потенциал;

$U_{ом} = IR$ - омическая составляющая потенциала (омический потенциал).

Омический потенциал по знаку совпадает с поляризационным потенциалом, поэтому измеренная прибором величина потенциала всегда больше поляризационного. Это может привести к ложным выводам о защищенности контролируемого сооружения. В определенных условиях (например, при высоком удельном сопротивлении грунта и в точках дренажа УКЗ) омическая составляющая может быть значительной и в несколько раз превышать величину поляризационного потенциала.

5.3.2.1 В соответствии с указанным в предыдущем пункте, в практике катодной защиты, поляризационный потенциал называют также потенциалом без омической составляющей ("бос-потенциал" или U_{IRfrei} ; U_{IRfree} в зарубежной литературе). Потенциал, измеренный прибором (по схеме на рисунке 5.3.1) при включенных средствах защиты, называют потенциалом с омической составляющей; принятыми терминами для обозначения потенциала с омической составляющей также являются: «общий потенциал», «суммарный

потенциал» и «потенциал включения» – $U_{вкл}$ (U_{on} ; U_{ein} в зарубежной литературе).

5.3.3 Измерить поляризационный потенциал непосредственно при помощи вольтметра в трассовых условиях, как видно из рисунка, не представляется возможным. Существует ряд методов косвенного измерения поляризационного потенциала или исключения омической составляющей, однако далеко не все они могут быть использованы в полевых условиях, либо из-за сложности схем и расчетов, либо из-за больших затрат труда и времени.

5.3.4 Методы измерения поляризационного потенциала трубопровода (сооружения), которые могут быть рекомендованы для применения в полевых условиях:

- метод отключения тока защиты сооружения и измерение потенциала после отключения тока;
- метод отключения тока поляризации вспомогательного электрода, имитирующего дефект в изоляционном покрытии, и измерение его потенциала;
- метод "экстраполяции";
- метод непосредственного измерения потенциала вспомогательного электрода, через электролитический ключ, подведенный к границе двойного электрического слоя вспомогательного электрода;
- метод измерений с использованием капилляра Габера-Луггина.

5.3.5 Метод отключения тока защиты.

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

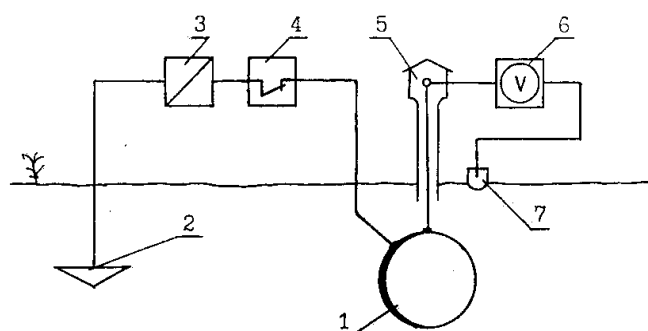
5.3.5.2 Измерение потенциала следует проводить вслед за отключением тока через небольшой промежуток времени (150-400 мс), необходимый для исключения влияния переходных процессов. Измеренное таким способом значение, называют "потенциалом отключения" $U_{отк}$ (U_{off} ; U_{aus} в зарубежной литературе) и это значение во многих случаях близко к величине поляризационного потенциала. В качестве измерительных приборов могут быть использованы осциллографы с памятью и быстродействующие самопишущие вольтметры (рисунок 5.3.2). В настоящее время отечественная промышленность выпускает приборы ПКО и Поиск-01, предназначенные для этих целей.

5.3.5.3 При использовании метода отключения тока важно, чтобы все средства катодной защиты, оказывающие влияние на защиту участка трубопровода, на котором проводят измерение, отключались синхронно. Это условие можно выполнить, используя специальные синхронные прерыватели тока УКЗ (синтакты, свитчеры). Аппаратура Поиск-01 допускает применение несинхронизированных отключений УКЗ.

5.3.5.4. Для использования метода отключения тока допускают кратковременные отключение (если это возможно) воздушной вдольтрассовой ли-

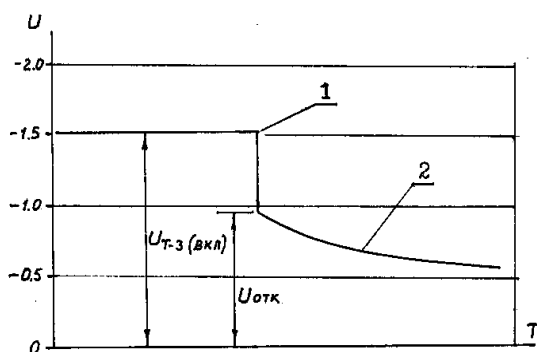
нии электропитания, к которой подключены все установки катодной защиты участка.

5.3.5.5 В местах измерения потенциала устанавливают электронные регистраторы или самопишущие вольтметры и отдают команду по радио на отключение ВЛ. До отключения тока регистраторы (самописцы) фиксируют разность потенциалов труба-земля, в момент отключения - спад омической составляющей, и далее - кривую деполяризации (рисунок 5.3.3). Величины потенциалов определяют путем дешифрования диаграмм.



1 – труба, 2 – анодное заземление, 3 – источник постоянного тока, 4 – выключатель или прерыватель тока, 5 – контрольно - измерительный пункт, 6 – показывающий и регистрирующий вольтметр, 7 – электрод сравнения

Рисунок 5.3.2 - Схема измерения поляризационного потенциала методом отключения тока поляризации



1 – момент отключения тока, 2 – кривая деполяризации, $U_{Т-З}$ – разность потенциалов «труба-земля», $U_{отк}$ – потенциал отключения (поляризационный)

Рисунок 5.3.3 - Диаграмма потенциалов при измерении методом отключения тока поляризации

5.3.5.6 Для оценки величины потенциала отключения допускается применять и показывающие быстродействующие цифровые вольтметры (M4101, 43313, FLUKE-27 и др.); при этом прибор должен работать в режиме фиксированного диапазона измерений. За потенциал отключения принимают первое, уверенно индицирующееся значение на индикаторе прибора после отключения тока ЭХЗ.

5.3.5.7 Продолжительность отключения установок не должна быть большой, чтобы сооружение не успело деполяризоваться. Отношение времени включения ко времени отключения должно быть не менее 4:1.

5.3.5.8 Участки трубопровода, расположенные в различных грунтовых условиях и на различном удалении от УКЗ, поляризуются по-разному. Поэтому при отключении защитного тока по трубе протекают уравнивающие

токи от участков трубы менее поляризованных к участкам более поляризованным. Через грунт они возвращаются и создают добавочные падения напряжений в грунте, которые вносят погрешности при измерении. На менее поляризованных участках это приводит к занижению показаний, на более поляризованных - к завышению. При этом чем больше дефектов в покрытии, чем более изменчивы грунтовые условия и чем ближе к точке дренажа выполняют измерения, тем выше погрешность метода отключения тока защиты.

5.3.5.9 При наличии единичного дефекта на фоне удовлетворительного защитного покрытия погрешность, вызываемую уравнительными токами, можно элиминировать следующим образом. Измеряют градиенты потенциала (падение напряжения) относительно двух электродов сравнения. Один располагают над дефектом, другой на расстоянии, равном глубине укладки трубопровода перпендикулярно оси трубы. Поляризационный потенциал рассчитывают по формуле:

$$U_{пол} = U_{отк} - \frac{\Delta U_{отк}}{\Delta U_{вкл} - \Delta U_{отк}} (U_{вкл} - U_{отк}), \quad (7)$$

где: $U_{вкл}$ - потенциал трубы при включенном токе;

$U_{отк}$ - потенциал трубы при отключенном токе;

$\Delta U_{вкл}$ - падение напряжения на поверхности земли при включенном токе;

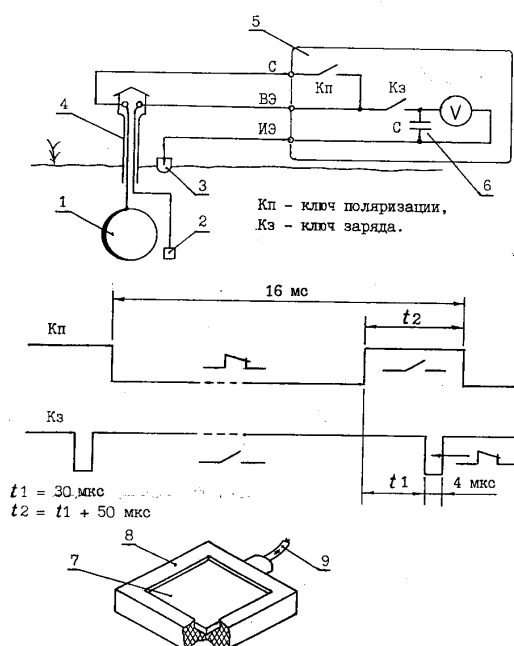
$\Delta U_{отк}$ - падение напряжения на поверхности земли при отключенном токе.

5.3.5.10 К расчету поляризационного потенциала по формуле (7) необходимо относиться осторожно. В знаменателе второго слагаемого разность градиентов очень мала по абсолютной величине, поэтому даже малые погрешности измерения градиентов могут привести к физически несостоятельному результату расчета по этой формуле.

5.3.5.11 Метод отключения тока не может применяться при измерениях на участках трубопроводов, подверженных влиянию интенсивных блуждающих токов (с размахом потенциала 100 мВ).

5.3.6 Метод отключения тока поляризации вспомогательного электрода.

5.3.6.1 Метод отключения тока поляризации вспомогательного электрода заключается в измерении потенциала отключения вспомогательного образца – датчика (имитирующего дефект изоляции трубы) в момент его отключения от трубы (рисунки 5.3.4).



1 – труба, 2 – вспомогательный электрод, 3 – измерительный электрод, 4 – контрольно-измерительная пункт, 5 – измерительный прибор, 6 – конденсатор, 7 – стальная пластинка, 8 – пластмасса или эпоксидный компаунд, 9 – гибкий провод

Рисунок 5.3.4 - Измерение поляризационного потенциала методом отключения тока поляризации вспомогательного электрода. (Внизу – устройство вспомогательного электрода)

5.3.6.2 Коммутирующее устройство состоит из накопительного конденсатора емкостью 4.7 мкФ и тумблера (реле) обеспечивающего попеременную коммутацию цепей "датчик-трубопровод" и "датчик-электрод сравнения". Измерения выполняют высокоомным вольтметром.

5.3.6.3 Этот метод не требует отключения системы ЭХЗ. Для измерения поляризационного потенциала методом отключения вспомогательного образца применяют специальные приборы: ПКО, ПКИ-02, мультиметр 43313.1, которые совмещают в себе вольтметр и коммутирующее устройство. В качестве вспомогательного образца и электрода сравнения удобно использовать электроды ЭНЭС.

5.3.6.4 Продолжительность коммутации цепи "датчик-электрод сравнения" должна быть не менее 5 мс, продолжительность коммутации цепи "датчик-трубопровод" – не менее 50 мс.

5.3.6.5 Вспомогательный электрод представляет собой стальную пластину определенного размера, выполненную из стали, близкой по составу к трубной стали. Одну из сторон пластины изолируют. Плоскость датчика при установке должна быть ориентированна перпендикулярно оси трубы. Важно, чтобы датчик был максимально приближен к трубе.

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

5.3.6.7 Применение метода отключения вспомогательного образца ограничивается удельным сопротивлением грунта в месте измерения. В высокоомных грунтах из-за малой силы тока, протекающего через датчик, поля-

ризация его протекает очень медленно, и получить достоверные данные практически невозможно.

5.3.6.8 Еще одним ограничением применения этого метода является уровень переменной составляющей разности потенциала труба-земля, который особенно велик у точек дренажа УКЗ. Величину переменной составляющей можно оценить тем же мультиметром; если переменная составляющая превышает 8 В, то измерения этим методом проводить нельзя, так как возможны значительные погрешности в результатах измерений.

5.3.7 Для измерения поляризационного потенциала должны быть сооружены специальные контрольно-измерительные пункты (рисунок 5.1.4).

Пункты оснащают стационарным электродом сравнения и вспомогательным электродом. На электромонтажном щитке колонки должны быть устройства для замыкания проводов от вспомогательного электрода и контрольного вывода. Вспомогательный электрод должен быть постоянно соединен с защищаемым сооружением и его отключают от сооружения только на время измерений.

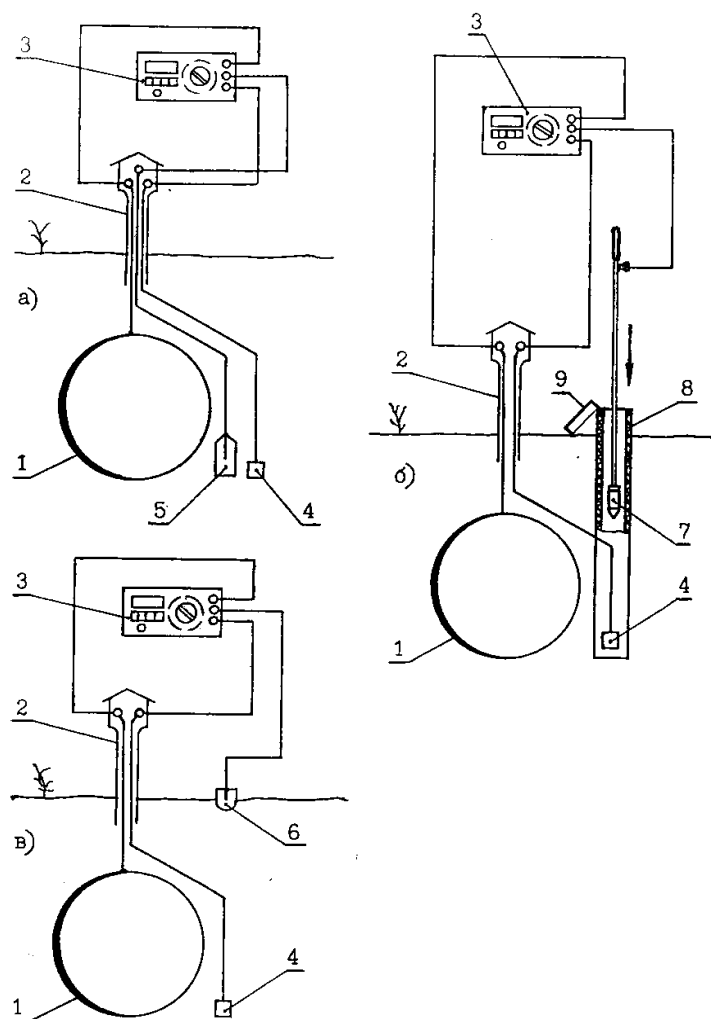
5.3.8 Допускается оснащать КИПы только вспомогательными электродами. В этих случаях измерения проводят относительно переносного электрода сравнения. Место, где расположен вспомогательный электрод, должно быть обозначено. Для уменьшения расстояния между электродами можно соорудить колодец из асбоцементной трубы. Измерительный электрод опускают в колодец на удлинительной штанге. Если градиент потенциала в грунте превышает 50 мВ/м, то сооружение колодца для измерительного электрода является обязательным. Схемы измерения поляризационного потенциала в контрольно-измерительных пунктах представлены на рисунке 5.3.5.

5.3.9 При измерениях методом "выносного электрода", при детализации распределения потенциалов вдоль трубопровода, а также при измерениях в контрольно-измерительных пунктах, не оборудованных стационарными электродами, допускается применение переносных электродов.

5.3.10 Переносные электроды могут применяться как конструктивно, не связанными друг с другом, так и в виде зондов.

5.3.11 Измерительный зонд – "Зонд-1", разработанный во ВНИИГАЗе, представляет собой комбинацию измерительного медносulfатного электрода и вспомогательного электрода в виде усеченного конуса. Оба электрода смонтированы на конце штанги из дюралюминиевой трубы. На другом конце штанги имеется полусферическая рукоятка.

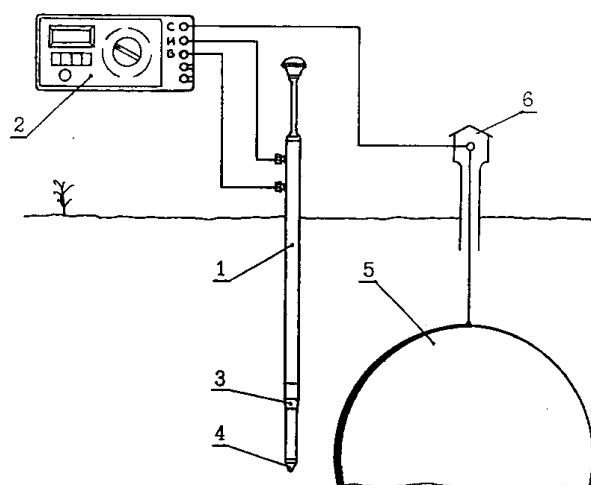
5.3.11.1 Для измерения, зонд заглубляют в грунт над трубой или рядом с ней на максимальную глубину. В плотный грунт зонд погружают в предварительно подготовленный шпур, который пробивают специальным пробойником, выполненным из стального шестигранного прутка. Диаметры измерительного и вспомогательного электродов и размер шестигранника подбирают таким образом, чтобы измерительный электрод входил в шпур свободно.



1 – труба, 2 – контрольно-измерительная колонка, 3 – мультиметр, 4 – вспомогательный электрод, 5 – долгодействующий измерительный электрод, 6 – переносной измерительный электрод, 7 – измерительный электрод со штангой, 8 – асбоцементная труба, 9 – крышка

Рисунок 5.3.5 - Измерение поляризационного потенциала в специальных контрольно-измерительных пунктах, оборудованных: а – долгодействующим электродом сравнения и вспомогательным электродом; б – вспомогательным электродом и колодезем для опускания измерительного электрода; в – только вспомогательным электродом

5.3.11.2 Измерительный прибор (ПКО, ПКИ-02, мультиметр 43313.1) подключают к зонду и контрольному выводу КИП как показано на рисунке 5.3.6. При измерении методом “выносного электрода” используют катушку с проводом необходимой длины.



1 – специальный электрод «Зонд», 2 – измерительный прибор, 3 – вспомогательный электрод, 4 – измерительный электрод, 5 – трубопровод, 6 – КИП

Рисунок 5.3.6 - Схема измерения поляризационного потенциала с помощью специального электрода «Зонд»

5.3.11.3 После стабилизации показаний прибора результат измерений заносят в протокол. Показания можно считать установившимися в том случае, если второй знак после запятой остается неизменным в течение 10 секунд. При работе с зондом стабилизация показаний прибора происходит медленнее, чем при работе со стационарными датчиками, находящимися постоянно в контакте с грунтом. Некоторые колебания показаний могут наблюдаться из-за нестабильной работы установок катодной защиты. Значительные изменения показаний могут быть результатом влияния блуждающих токов или недопустимой величины переменной составляющей потенциала трубы обусловленной работой тиристорных преобразователей УКЗ. В этом случае измерение поляризационного потенциала с применением зонда не представляется возможным.

5.3.11.4 Область применения зонда ограничивается удельным сопротивлением грунта в точке измерения и его характеристикой. Нельзя использовать зонд в скальных грунтах, в грунтах, содержащих гравий или крупный песок, а также в сухих сыпучих песках.

5.3.12 Метод экстраполяции. Для проведения измерений поляризационного потенциала можно применять метод "экстраполяции". Суть этого метода заключается в измерении потенциала трубы при кратковременном переключении тока УКЗ со штатного на меньший и определении поляризационного потенциала по формуле:

$$U_{пол} = U_{изм} - I_0 (U_{изм} - \tilde{U}_{изм}) / (I_0 - \tilde{I}), \quad (8)$$

где: $U_{изм}$ – измеренный потенциал при штатном токе УКЗ - I_0 ;

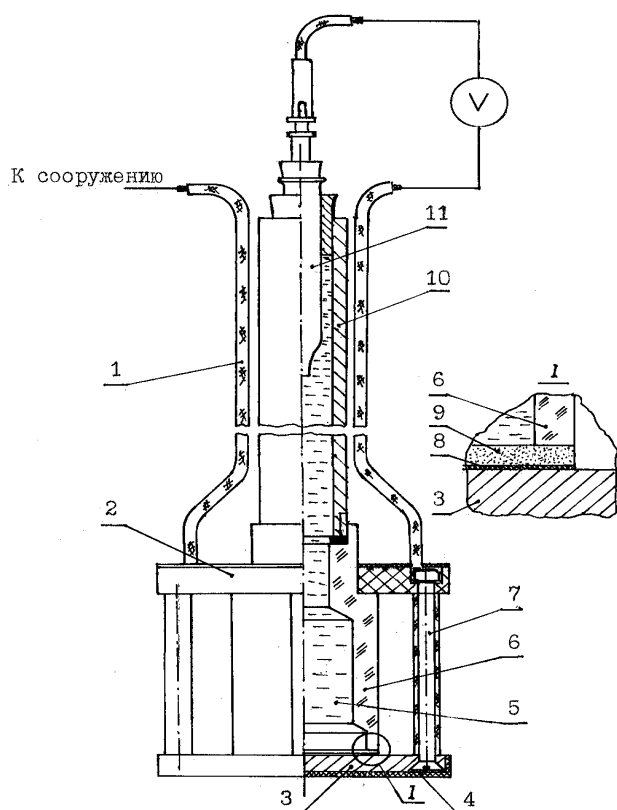
$\tilde{U}_{изм}$ – измеренный потенциал при измененном токе УКЗ - \tilde{I} .

Этот метод измерения применим, когда сооружение защищается единственной УКЗ и когда на сооружение не оказывают влияния блуждающие токи.

5.3.13. Измерение поляризационного потенциала с помощью измерительного модуля СИМФ.

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

5.3.13.2. Модуль представляет собой устройство, зарываемое в землю рядом с контролируемым газопроводом. Устройство (рисунок 5.3.7) состоит из вспомогательного электрода, мембраны и "электролитического моста" с трубкой, выводимой на поверхность земли. Вспомогательный электрод постоянно подключен к трубе через КИП.



1 – измерительный провод, 2 – фланец, 3 – вспомогательный электрод, 4 – пластмассовая крышка, 5 – электролит, 6 – корпус, 7 – прижимные болты, 8 – фторопластовая пленка, 9 – мембрана, 10 – трубка ПВХ, 11 – электрод сравнения

Рисунок 5.3.7 - Схема измерительного модуля СИМФ

5.3.13.3 Для проведения измерений не требуется отключений (прерываний поляризации) вспомогательного электрода от сооружения. Измерения выполняют с помощью обычных высокоомных вольтметров и стандартных хлорсеребряных или каломельных электродов, серийно выпускаемых промышленностью.

5.3.13.4 При применении модуля для измерений отсутствует возможность осаждения меди на вспомогательный образец и загрязнения окружающей среды сульфатом меди.

5.3.13.5 Точность результатов измерений обеспечивается благодаря:

- максимальному приближению ($30 \div 50$ мкм) измерительного электролитического моста к вспомогательному электроду;

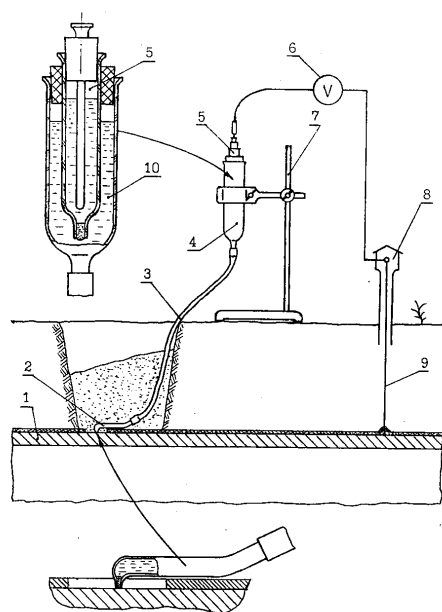
- исключению экранирования вспомогательного электрода электролитическим мостом;
- отсутствию в измерительной цепи падений напряжений посторонних электрических токов;
- использованию в электролитическом мосте грунтового электролита.

5.3.13.6 Основные параметры и размеры.

Модуль представляет собой устройство (рисунок 5.3.7), зарываемое в землю рядом с контролируемым газопроводом. Вспомогательный электрод (3) выполнен в виде диска из трубной стали диаметром 55 мм и толщиной 4-5 мм. Тылную сторону ВЭ изолируют пластиковой крышкой (4), которую приклеивают к ВЭ эпоксидным компаундом.

К ВЭ с помощью фланца (2) и четырех прижимных винтов (7) крепят цилиндр из прозрачного пластика (6) диаметр 25 мм толщина стенки 3 мм. Между ВЭ и цилиндром устанавливают круглые изолирующие прокладки из фторопластовой пленки (8) толщиной 40 мкм и мембрана (9); диаметры прокладок равны внешнему диаметру цилиндра. Прижимные винты изолируют трубками из ПВХ. К одному из винтов подключают изолированный провод (1) с гибкой медной жилой сечением 0.75 мм^2 для подключения к контролируемому сооружению. К другому винту аналогичным образом подключают измерительный изолированный провод. Места контакта изолируют эпоксидным компаундом. При монтаже на месте установки, на верхний конец цилиндра (10) вворачивают полихлорвиниловую трубку.

5.3.14 Перед проведением измерений поляризационных потенциалов целесообразно провести тестирование различных методов его измерения с целью определения наиболее корректного метода измерений. Наиболее достоверным (хотя и очень трудоемким) является метод измерения поляризационного потенциала с применением капилляра Габера-Луггина (рисунок 5.3.8)



1 – стенка трубы, 2 – капилляр Габера-Луггина, 3 – прозрачный медицинский шланг, 4 – специальная воронка с электродом сравнения, 5 – электрод сравнения, 6 – высокоомный вольтметр, 7 – штатив, 8 – контрольно-измерительная колонка, 9 – контрольный вывод, 10 – раствор хлористого натрия

Рис. 5.3.8. Измерение поляризационного потенциала с помощью капилляра Габера-Луггина

5.3.14.1 Для тестирования необходимо вскрыть трубопровод до верхней образующей трубы и снять с нее изоляционное покрытие. Площадь оголения трубы (искусственного дефекта) должна быть равна площади рабочей поверхности вспомогательного электрода.

5.3.14.2 Капилляр, изготовленный из стеклянной трубки, соединяют прозрачным шлангом со стеклянной удлиненной воронкой, в которую вставляют хлорсеребряный, каломельный или специальный медносульфатный электрод сравнения. Полость шланга и воронки заполняют 3-х % раствором хлористого натрия (поваренной соли).

5.3.14.3 Капилляр устанавливают в искусственном дефекте изоляции и шурф засыпают грунтом.

5.3.14.4. Измерение поляризационного потенциала проводят высокоомным вольтметром с входным сопротивлением не менее 10 МОм.

5.3.14.5 Измерения следует проводить непосредственно после засыпки шурфа через равные промежутки времени для снятия кривой поляризации.

5.3.14.6 К тестированию приступают спустя 10...12 часов после засыпки шурфа. Рядом с шурфом монтируют зонды, ячейки или другие устройства, с помощью которых намечается проводить обследование. Измеряют поляризационный потенциал различными способами и результаты сравнивают с показаниями вольтметра, измеряющего потенциал относительно капилляра Габера-Луггина. Метод измерения поляризационного потенциала, показавший значения наиболее близкие к результатам, полученным с применением метода капилляра Габера-Луггина, считают предпочтительным для проведения измерений поляризационного потенциала.

5.3.14.7 После окончания тестирования искусственный дефект в изоляционном покрытии ремонтируют и шурф засыпают.

5.4 Определение вредного влияния катодной поляризации на соседние сооружения

5.4.1 Контрольные измерения для оценки степени влияния электрохимической защиты на соседние сооружения проводят при пуско-наладочных работах для каждой установки катодной защиты, оценке эффективности системы ЭХЗ, а также после строительства и реконструкции соседних сооружений.

5.4.2 Перед началом измерений на соседнем сооружении, катодная защита защищаемого трубопровода должна быть отключена за трое суток до проведения работ. Потенциал соседнего сооружения измеряют относительно медносульфатного электрода в точках:

а) - пересечения с защищаемым трубопроводом или наибольшего сближения с ним;

б) - на расстоянии 200 м в обе стороны от точки, указанной в предыдущем пункте.

5.4.3 После проведения измерений по пункту 5.4.2 устанавливают режим, обеспечивающий защитный потенциал на защищаемом трубопроводе. После этого на соседнем сооружении проводят повторные измерения по п. 5.4.2.

5.4.4 Если при повторных измерениях выявлено снижение по абсолютной величине потенциала ниже допустимого по ГОСТ Р 51164 или превышение максимального поляризационного потенциала на сооружении, имеющем катодную защиту, то фиксируют наличие вредного влияния.

5.4.5 Для определения вредного влияния при наличии блуждающих токов, УКЗ на защищаемом сооружении включают в прерывистом режиме: 1 мин. включено, 1 мин. отключено. При этом ток установки должен соответствовать значению, обеспечивающему защитный потенциал трубопровода. Измерения на соседнем сооружении проводят в тех же точках в течение трех часов самопишущими вольтметрами относительно медносульфатных электродов. Анализируя путем сравнения, средние величины потенциалов при включенной и отключенной установке катодной защиты определяют влияние на соседнее сооружение. Вредное влияние определяют аналогично п. 5.4.4.

5.4.6 При наличии вредного влияния необходимо принять меры для его устранения. Мероприятия зависят от конкретных условий и могут заключаться в следующем:

- включение соседнего сооружения и защищаемого сооружения в единую технологическую схему совместной электрохимической защиты путем установки между ними БСЗ или электрической перемычки с регулируемым резистором;
- перенос анодного заземления УКЗ защищаемого сооружения, может в сторону, противоположную соседнему сооружению;
- замена поверхностного анодного заземления на глубинное;
- установка дополнительных защитных устройств на соседнем сооружении.

5.5 Определение наличия блуждающих токов в земле

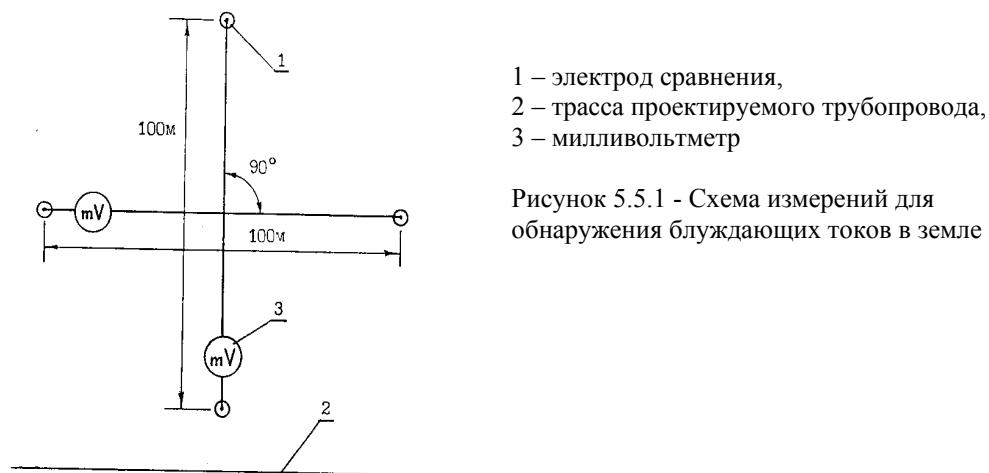
5.5.1 В местах пересечения трубопроводом электрифицированных железных дорог на постоянном токе или сближения с ними велика вероятность возникновения блуждающих токов в грунте.

5.5.2 Наличие блуждающих токов в грунте можно определить по результатам измерения разности потенциалов между трубопроводом и землей.

5.5.3 Трубопровод, не подвергающийся воздействию блуждающих токов и (или) тока катодной защиты, обычно имеет естественный потенциал в пределах $-0.4...-0.7$ В относительно медносульфатного электрода. Непостоянство величины измеряемого потенциала во времени, с интервалом изменения более 100 мВ означает влияние блуждающих токов на участок сооружения. При этом, смещения потенциалов от естественных значений в более отрицательную область значений, свидетельствуют о натекании блуждающего тока

на участок, а смещение в менее отрицательную или положительную область – о его стекании с участка трубопровода.

5.5.4 При проектировании, наличие блуждающих токов определяют путем измерения разности потенциалов между двумя точками на поверхности земли по двум взаимно перпендикулярным направлениям при разное измерительных электродов на 100 м (рисунок 5.5.1).



5.5.5 Требования к электроизмерительным приборам при выполнении этих измерений аналогичны тем, что изложены в пунктах 5.1.5 и 5.1.6.

5.5.6 Контакт с грунтом может осуществляться с помощью медно-сульфатных или стальных электродов. При использовании стальных электродов, измерения следует начинать не ранее, чем через 10 минут после установки электродов в грунт. Глубина погружения стальных электродов в грунт должна быть не менее 20 см.

5.5.7 При измерениях рекомендуется использовать электронные регистраторы типа РАД (или им подобные), двухкоординатные самописцы или самопишущие приборы с нулевой отметкой в центре шкалы. Скорость движения диаграммной бумаги самопишущих приборов выбирают равной 180 или 600 мм/ч.

5.5.8 При отсутствии регистрирующих приборов допускается использование стрелочных приборов с нулевой отметкой в центре шкалы. При этом ручную регистрацию показаний прибора проводят через равные промежутки времени 30...60 с.

5.5.9 Если наибольший размах колебаний разности потенциалов (абсолютной разности потенциалов между наибольшим и наименьшим значениями) превышает 0,50 В, это характеризует наличие блуждающих токов. По результатам проведенных измерений можно построить вектор основного направления блуждающих токов по трассе проектируемого сооружения.

5.6 Измерение величины и направления тока в трубе

5.6.1 Для определения эффективности системы ЭХЗ, локализации и оценки размеров дефектов изоляции и возможности коррозии газопровода важное значение имеет измерение силы токов, текущих по трубопроводу.

5.6.2 Токи в трубе определяют косвенно, путем измерения величины падения напряжения на участке трубы с известным продольным сопротивлением (рисунок 5.6.1).

Милливольтметр подключают к двум доступным точкам трубопровода на участке, не имеющем контактов со смежными сооружениями, отводов и установок электрохимической защиты.

5.6.3 В качестве измерительного прибора применяют цифровой или стрелочный милливольтметр. При необходимости длительной регистрации показаний используют электронные регистрирующие или самопишущие милливольтметры.

5.6.4 Среднее значение тока, протекающего в стенке трубы на участке измерения, определяют по формуле:

$$I_T = \frac{\Delta U}{l R_T 1000} \quad , \quad \text{А}; \quad (9)$$

где: ΔU - среднее падение напряжения на участке измерения, мВ;

l - протяженность, м;

R_T - удельное продольное сопротивление трубы, Ом/м.

Значения удельного продольного сопротивления различных труб приведены в таблице 5.6.1 или рассчитывают по формуле:

$$R_T = \frac{\rho}{S} \quad (10)$$

где: ρ - удельное электросопротивление трубной стали, Ом.мм²/м;

S - площадь поперечного сечения стенки трубы, мм²,

$$S = \pi \delta (D - \delta) \quad (11)$$

где: δ - толщина стенки трубы, мм;

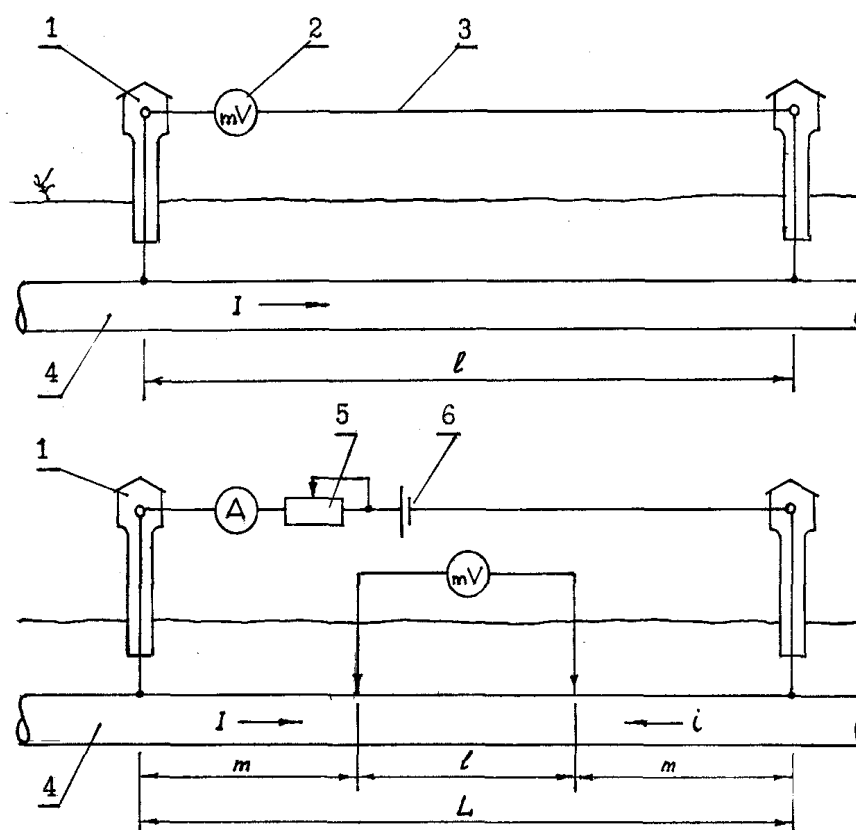
D - наружный диаметр трубы, мм.

5.6.5. Направление тока в трубе определяют по отклонению стрелки прибора и по полярности его подключения. Так, если стрелка прибора отклоняется вправо, то ток в трубе течет от точки, к которой подключен положительный полюс прибора к точке, к которой подключен отрицательный.

5.6.6. В зонах блуждающих токов, вызванных влиянием электрифицированных железных дорог на постоянном токе, измерения целесообразно проводить электронным регистратором или самопишущим милливольтметром. За время измерения должно пройти не менее четырех поездов на электропуть в обоих направлениях. При отсутствии самопишущих приборов допускается применение обычных стрелочных милливольтметров, при этом запись показаний прибора делают через равные промежутки времени 30...60 с.

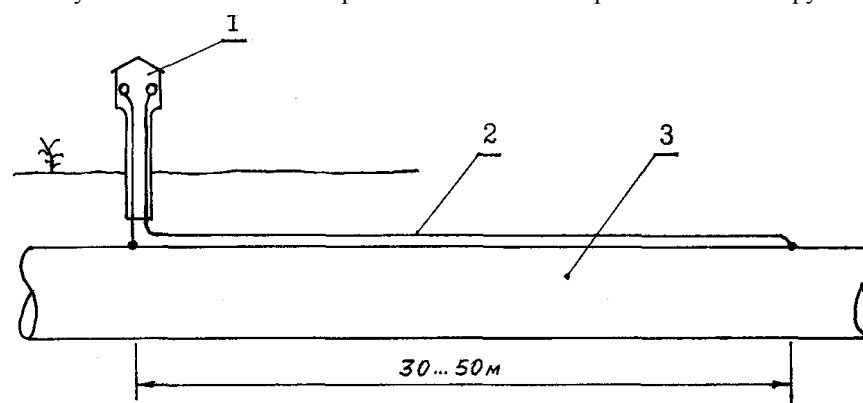
5.6.7 Для измерения силы и направления тока в трубе в обе стороны от точки дренажа УКЗ, за 1...2 км от нее и в середине участка между установка-

ми, целесообразно смонтировать специальные токовые контрольно-измерительные пункты (рисунок 5.6.2).



1 – КИП, 2 – милливольтметр; 3 – измерительный провод;
4 – труба; 5 – реостат; 6 – источник постоянного тока.

Рисунок 5.6.1 - Схема измерения величины и направления тока в трубе



1 – контрольно-измерительная колонка, 2 – измерительный провод, уложенный в траншее вдоль трубы, 3 – труба.

Рисунок 5.6.2 - Контрольно-измерительный пункт для измерения величины и направления тока в трубе

5.6.8 Расстояние между точками приварки проводов к трубе выбирают в зависимости от диаметра трубы и толщины ее стенки и колеблется от 30 м для трубы диаметром 820 мм, до 100 м для трубы диаметром 1420 мм. Ориентировочно это расстояние можно определить, пользуясь выражением:

$$l = \frac{U_{\Pi}}{R_{\Gamma} I_{\Gamma O}}, \text{ м}; \quad (12)$$

где: U_{Π} – чувствительность применяемого измерительного прибора, В; R_{Γ} – удельное продольное сопротивление трубы, Ом/м; $I_{\Gamma O}$ – сила ожидаемого тока в трубопроводе, А.

Концы проводов в контрольно-измерительной колонке соответствующим образом маркируют.

Таблица 5.6.1

УДЕЛЬНОЕ ПРОДОЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРУБ СРЕДНЕГО И БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

$$R_T \times 10^{-6} \text{ Ом/м}$$

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм									
	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0
530	26.1	24.8	22.9	21.3	19.9	18.7	17.6	16.6	-	-
720	-	-	16.8	15.6	14.6	13.7	12.9	12.2	11.6	11.0
820	-	-	-	-	12.8	12.0	11.3	10.7	10.1	9.63
1020	-	-	-	-	-	-	-	8.58	8.13	7.72
1220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1420	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм									
	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	14.0	15.0	16.0	17.0	20.0
720	10.5	10.0	-	-	-	-	-	-	-	-
820	8.5	8.77	-	-	-	-	-	-	-	-
1020	9.18	7.03	6.73	6.45	6.20	5.54	5.18	4.86	-	-
1220	7.36	5.87	5.61	5.38	5.17	4.62	4.32	4.05	3.82	3.25
1420	-	-	-	-	-	3.97	3.70	3.47	3.27	2.79

5.7 Определение переходного сопротивления и сопротивления изоляции участка трубопровода

5.7.1 В процессе эксплуатации, согласно требованиям ГОСТ Р 51164 п.6.2.12 необходимо выполнять контроль защитных покрытий (определять интегральную оценку состояния покрытия) газопровода. Интегральную оценку состояния защитного покрытия на участке трубопровода определяют по величине переходного сопротивления газопровода и сопротивлению изоляции.

5.7.2 Одну УКЗ, в зоне действия которой определяют переходное сопротивление трубопровода, оставляют включенной, смежные УКЗ по 1-2 шт. по- и против хода газа отключают.

5.7.3 Измерения проводят после стабилизации потенциалов; обычно это время составляет 1-2 суток после отключения УКЗ.

5.7.4 После стабилизации потенциалов записывают режимы работы УКЗ и проводят измерения потенциалов на оцениваемом участке газопровода. Протяженность оцениваемого участка может быть любой, но не далее ближних УКЗ по- и против хода газа.

5.7.5 Измерения потенциалов проводят по обе стороны от УКЗ, на всех КИП газопровода с шагом не более 1 км, а также в колодцах, краевых площадках, шурфах и др., т.е. во всех возможных для измерения участках. При отсутствии КИП или невозможности измерения с шагом не реже 1 км, измерения потенциалов выполняют "выносным электродом".

5.7.6 Порядок обработки результатов.

5.7.6.1 Выполняют расчет величины S по формуле:

$$S = \sum_{i=1}^n \frac{U_i + U_{i+1}}{2} \cdot L_i \quad (13)$$

где: $U_i = (U_{изм} - U_{есм})$ - измеренный наложенный потенциал в i -ой точке, В;

L_i - расстояние между i -ой и $(i+1)$ -ой точками, м.

Геометрически S это площадь под потенциальной диаграммой.

5.7.6.2 Влияние поля тока анода (при больших токах УКЗ ($I > 20$ А) и/или высоком сопротивлении земли $\rho_{зм} > 100$ Ом·м) учитывают путем введения поправки:

$$S_0 = S - \frac{1}{2\pi} \left(I \cdot \rho_{зм} \cdot \ln \frac{L + \sqrt{L^2 + Y^2}}{Y} \right) \quad (14)$$

где: I – ток УКЗ, А;

Y – расстояние от газопровода до анодного заземления, м;

$\rho_{зм}$ – удельное сопротивление земли в поле токов катодной защиты, т.е. определенное с разносом электродов, равных $Y/4$, Ом·м;

L - общая протяженность участка трубопровода, на котором были проведены измерения, м.

5.7.6.2 Выполняют расчет величины α (постоянная распространения тока, 1/м) решением уравнения:

$$\alpha = \frac{I \cdot R_{mp} (1 - e^{-\alpha \cdot L})}{\alpha \cdot S} \quad (15)$$

где: I – ток УКЗ, А;

L – общая протяженность участка трубопровода, на котором были проведены измерения, м.

R_{mp} – продольное сопротивление трубопровода Ом/м;

Уравнение решают методом итераций (последовательных приближений); в качестве первого приближения можно принять $\alpha = 10^{-4}$; на практике обычно достаточно 3÷4 итераций.

5.7.6.3 Переходное сопротивление $R_{пер}$ (Ом.м²) вычисляют по формуле:

$$R_{пер} = \frac{\pi \cdot D \cdot R_{mp}}{\alpha^2} \quad (16)$$

где: D – диаметр трубопровода, м.

5.7.7 Расчет сопротивления изоляции.

5.7.7.1 Рассчитанные указанными выше методами переходные сопротивления участка газопровода включают в себя и величину сопротивления растеканию тока этого участка трубопровода (переходное сопротивление неизолированного трубопровода). Для того чтобы определить величину сопротивления изоляции, необходимо от рассчитанной величины вычитают значение сопротивления растеканию неизолированного газопровода:

$$R_{zn} = R_{пер} - R_p \quad (17)$$

5.7.7.2 Величину R_p определяют решением уравнения:

$$R_p = \frac{\rho_{cp} \cdot D}{2} \ln \frac{0.4 \cdot R_p}{D^2 \cdot h \cdot R_{mp}}, \quad (18)$$

где: ρ_{cp} – среднее удельное сопротивление грунта вдоль участка, Ом·м;

h – средняя глубина (до оси) залегания трубопровода, м;

D – диаметр трубопровода, м.

5.7.7.3 Это уравнение также решают методом итераций; на практике обычно достаточно 4-5 итераций. Начальное приближение можно принять равным: $R_p = \rho_{cp} \cdot D/2$. В Приложении приведена номограмма для определения величины сопротивления растеканию неизолированного газопровода.

5.8 Измерения на дорожных переходах и изолирующих фланцах (соединениях)

5.8.1 Наличие или отсутствие электрического (прямого) контакта "труба-патрон" определяют измерением сопротивления цепи "труба – патрон". Измерение должно проводиться прибором-измерителем сопротивлений, работающим на переменном токе (М416, Ф4101, ИСЗ-1 и др). Измеренное сопротивление величиной ниже 0.3 Ом свидетельствует о наличии прямого контакта. Если величина измеренного сопротивления выше 0,1·L Ом (L-

длина патрона, м) можно считать, что патрон и труба не имеют электрического контакта.

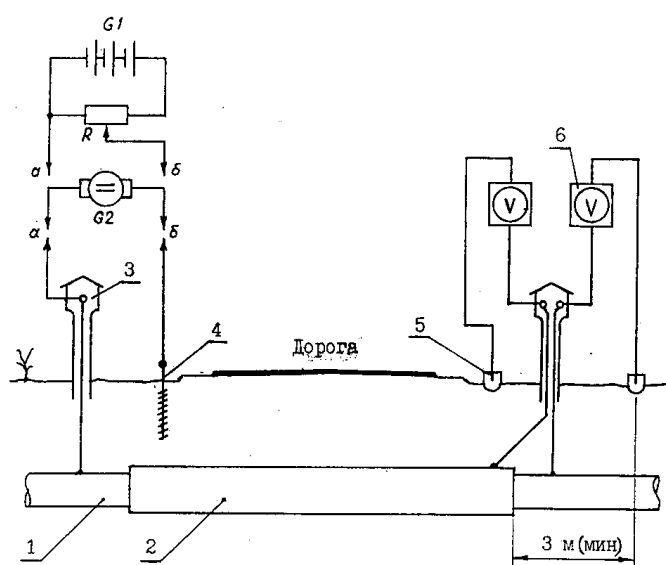
5.8.2 О наличии электрического контакта свидетельствует равенство значений разности потенциалов “труба-земля” и “патрон-земля” (при катодной защите, с потенциалами отрицательнее $-900 \div -1000$ мВ); при наличии блуждающих токов измерения этих величин необходимо проводить синхронно.

5.8.3 При низком удельном электрическом сопротивлении грунта и низком качестве изоляционного покрытия трубы измеренная величина сопротивления в несколько Ом не дает однозначного ответа о наличии или отсутствии электролитического контакта. В этом случае, для оценки наличия контакта применяют метод смещения потенциала трубы.

5.8.3.1 Метод смещения потенциала трубы заключается в следующем. Между трубой и установленным над патроном временным заземлителем пропускают постоянный ток, позволяющий получить отрицательное смещение потенциала трубы не менее чем на 0,4 В. Если при этом потенциал патрона сдвигается в положительную сторону или остается неизменным, то изоляция между патроном и трубой считают эффективной. Метод довольно громоздкий и его используют в тех случаях, когда другие методы не дают однозначных результатов.

5.8.3.2 Принципиальная электрическая схема измерений при проведении обследования приведена на рисунке 5.8.1.

Источником поляризации служит генератор передвижной лаборатории или любой другой источник постоянного тока. В качестве временного зазем-



1 – трубопровод, 2 – патрон (защитный кожух), 3 – КИП, 4 – временное анодное заземление, 5 – медно-сульфатный электрод сравнения, 6 – показывающий и регистрирующий вольтметр G1 или G2 – источники постоянного тока (генератор, аккумуляторная батарея)

Рисунок 5.8.1 - Схема соединения при испытании изоляции «труба-патрон»

лителя используют винтовые электроды. Электрод сравнения, относительно которого измеряют потенциал патрона, размещают над патроном (у подножия насыпи дороги); электрод, относительно которого измеряют потенциал трубы, размещают над осью трубы не ближе 3-х метров от торца патрона.

5.8.3.3 До включения тока измеряют и записывают разность потенциалов “труба-земля” и “патрон-земля”. Далее включают генератор и, регулируя его ток, добиваются необходимого смещения потенциала трубы. Регистрируют показания мультиметров, силу тока поляризации и напряжение генератора. Если потенциал патрона сдвигается в положительную сторону или остается постоянным, то изоляцию между патроном и трубой считают эффективной.

5.8.4 Определение места электрического контакта "патрон-труба".

5.8.4.1 Для определения места выявленного электрического контакта "патрон-труба" используют генератор переменного тока, трассоискатель или прибор – искатель повреждений изоляции. Местоположение контакта в этом случае, определяют по падению амплитуды сигнала, определяемой приемником трассоискателя. Для уточнения места контакта генератор подключают с другой стороны перехода и измерения повторяют. Характер распределения сигнала генератора зависит от глубины заложения трубопровода. Схема реализации метода приведена на рисунке 5.8.2.

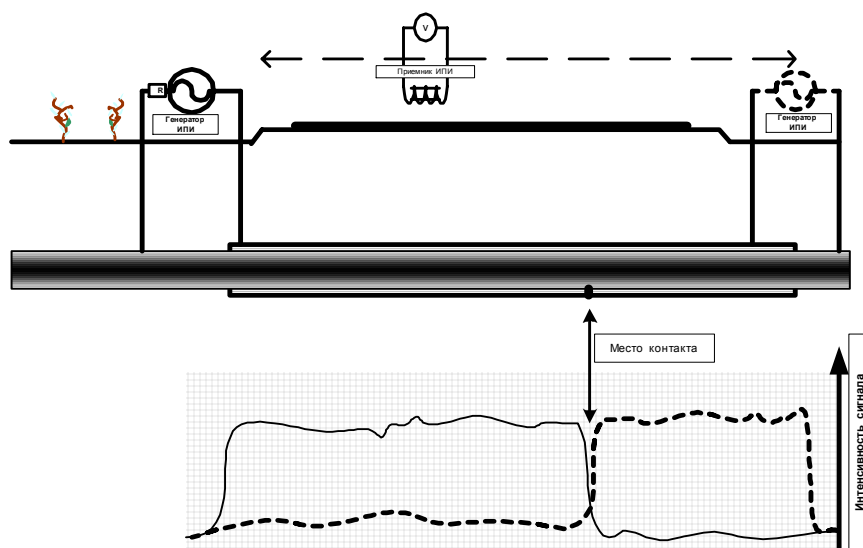


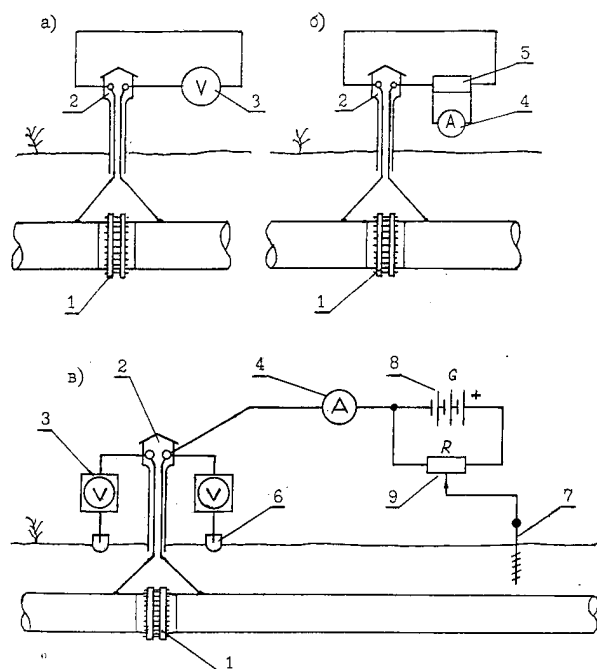
Рисунок 5.8.2 - Схема определения места контакта "патрон-труба"

5.8.4.2 Использование токовых топографов (Поиск-02, РСМ, Radio-detection) для определения места электрического контакта "патрон-труба". Схема подключения генератора также осуществляется по цепи «труба - патрон». При выполнении измерений глубина заложения не влияет на точность определения местоположения замыкания.

5.8.6 Контроль состояния изолирующего соединения (фланца) осуществляют при отключенных токоотводах или шунтах путем измерения напряжения между трубами по обеим сторонам фланца (рисунок 5.8.3а) или измерения силы тока, протекающего через шунт между трубами (рисунок 5.8.3б). Изолирующее соединение считают исправным, если при наличии тока катодной защиты измеренное напряжение составляет не менее 0,2 В. Сила тока

исправного фланца между трубами зависит от конкретных условий и обычно должна быть не менее 1А.

5.8.7 Эффективность работы токоотвода проверяют путем измерения сопротивления растеканию тока или путем измерения силы тока между тру-



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

Рисунок 5.8.3 - Измерения на изолирующем фланце (соединении): а – измерение напряжения, б – измерение тока, в – схема контроля состояния изолирующего фланца

бой и токоотводом.

5.8.8 При отключенной катодной защите или ее отсутствии, эффективность изолирующего соединения можно определить методом, изложенным выше (п. 5.8.2) (рисунок 5.8.3в).

5.8.9 Временный анодный заземлитель должен устанавливаться на расстоянии не ближе 15 метров от изолирующего соединения на той стороне трубопровода к которой подключен источник. Если при включении тока на противоположной стороне изолирующего соединения (фланца) потенциал трубы остается без изменения или смещается в положительную область, то изолирующие свойства соединения можно считать удовлетворительным. Если потенциал сдвигается в отрицательную сторону, на любую величину, то изолирующее соединение считается неудовлетворительным.

5.8.10 Величина отрицательного сдвига потенциала характеризует степень повреждения изоляции соединения. Если потенциал трубы на противоположной стороне принимает значение, равное значению на стороне изолирующего соединения к которой подключен источник, то существует короткое замыкание.

5.8.11 Для уточнения результатов целесообразно повторение процедуры испытаний при подключении источника тока к противоположной стороне соединения (фланца).

5.9 Измерения на протекторных установках

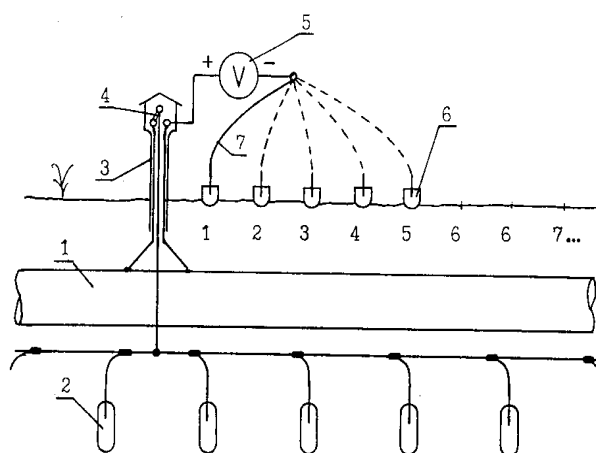
5.9.1 Измерения на протекторных установках проводят для оценки эффективности их работы. Работа протекторной установки считается удовлетворительной, если при ее подключении обеспечивается требуемая защитная зона сооружения.

5.9.2 При наладке и приемке в эксплуатацию протекторных установок измерению подлежат следующие параметры:

- потенциал защищаемого сооружения до подключения протекторов;
- потенциал протекторов относительно земли до подключения к сооружению;
- разность потенциалов между сооружением и протекторами (э.д.с. протекторной установки);
- потенциал сооружения после подключения протекторов (рисунок 5.9.2в);
- сила тока в цепи протектор – защищаемое сооружение.

5.9.3 Контроль работы протекторных установок во время эксплуатации осуществляют путем измерения разности потенциалов «труба-земля» выносным электродом. Шаг измерения должен быть таким, чтобы можно было зафиксировать значение потенциала трубопровода против протектора и в середине участка между протекторами (рисунок 5.9.1).

5.9.4 В случае обнаружения участков трубопровода с потенциалом ме-



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

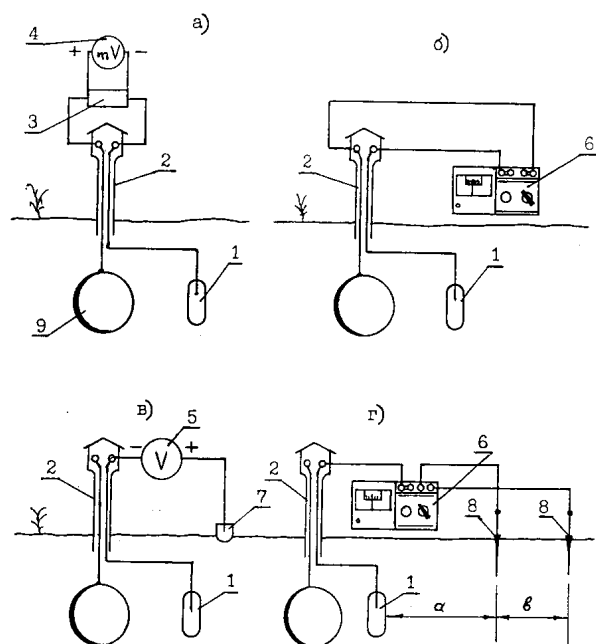
Рисунок 5.9.1 - Проверка эффективности работы протекторной установки путем измерения разности потенциалов «труба-земля» выносным электродом

нее минимально допустимого, выясняют причину недозащиты и принимают меры по восстановлению нормальной работы протекторов.

5.9.5 При техническом осмотре протекторной установки проводят:

- измерение силы тока в цепи протектор – защищаемое сооружение (рис.5.9.2 а);
- измерение потенциала сооружения в месте подключения протекторной установки.

5.9.6 При обнаружении уменьшения силы тока протекторной установки по сравнению с результатами предыдущих замеров, измеряют сопротивление цепи «протектор-сооружение» (рис.5.9.2 б) и, если обнаружено увеличение этого сопротивления – измеряют удельное сопротивление грунта или сопротивление растеканию тока протектора (рис.5.9.2 г). Измерение сопротивлений выполняют измерителем заземлений.



1 – протектор, 2 – контрольно-измерительный пункт, 3 – шунт, 4 – милливольтметр, 5 – вольтметр, 6 – измеритель сопротивлений, 7 – медно-сульфатный электрод сравнения, 8 – стальные электроды; а и в – в соответствии с п. 5.11.2.

Рисунок 5.9.2 - Схемы измерений на протекторных установках а – измерение тока протекторной установки, б – измерение сопротивления цепи протекторной установки, в – измерение разности потенциалов «протектор-земля», г – измерение сопротивления растеканию тока

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

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

5.10 Определение удельного электрического сопротивления грунта

5.10.1 Удельное электрическое сопротивление грунта определяют для оценки степени его агрессивности, выбора мест заложения анодных заземлений, а также для расчета анодных и защитных заземлений при проектировании.

5.10.2 По степени агрессивности грунты, в которых проложен трубопровод, оценивают следующим образом:

- 0...20 Ом.м – высокая агрессивность;
- 20...50 Ом.м – средняя агрессивность;

при удельном электросопротивлении выше 50 Ом.м агрессивность грунта считают низкой.

5.10.3 В качестве оценочных значений удельного сопротивления среды можно использовать следующие справочные данные:

морская вода	0...5 Ом.м;
пресная вода	20...50 Ом.м;
торф	45...200 Ом.м;
глина	4...30 Ом.м;
суглинок	15...50 Ом.м;
песок	50...500 Ом.м;
мел	50...200 Ом.м;
скальный грунт	100 и выше Ом.м.

5.10.4 С достаточной точностью удельное электросопротивление грунта можно определить с применением четырехэлектродной схемы Веннера (рисунок 5.10.1). У электродов А и В, через которые пропускают ток, происходит наибольшее падение напряжения, тогда как в области между электродами С и D распределение напряженности поля сравнительно равномерно. По результатам измерения напряжения и силы тока удельное сопротивление грунта рассчитывают по формуле:

$$\rho = \pi a \frac{U}{I} \left(\frac{b}{a} + \frac{b^2}{a^2} \right) = \pi R \left(b + \frac{b^2}{a} \right) \quad (19)$$

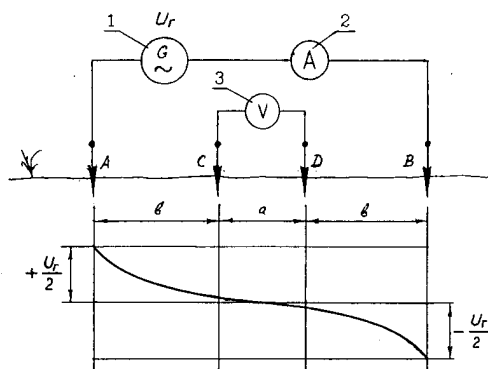
Для схемы с одинаковыми расстояниями между электродами ($a=b$) из формулы следует:

$$\rho = 2\pi \cdot a \cdot R \quad (20)$$

Увеличение диапазона между электродами (a) расширяет охватываемый диапазон глубин.

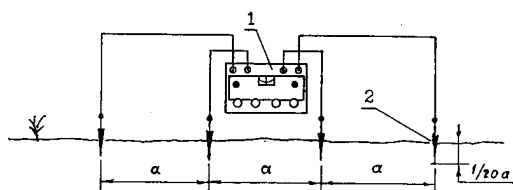
5.10.5 При проведении измерений, для исключения влияния поляризации электродов целесообразно применение приборов со встроенным преобразователем постоянного тока в переменный. При измерениях по четырехэлектродной схеме Веннера могут быть использованы приборы: Ф4103; М-416, ИСЗ-1, ЭП-1М, ЭСК-1 отечественного производства, а также М5032, М5033, METRATER, TERCA 2 или аналогичных приборов зарубежных фирм.

5.10.6 Измерение удельного электросопротивления грунта проводят по схеме приведенной на рисунке 5.10.2. Электроды размещают по прямой линии, перпендикулярной трубопроводу на расстоянии 2...4 м от него. При этом расстояние между электродами выбирают равным глубине траншеи, в которую уложен трубопровод. Глубина забивки электродов в грунт не должна превышать одной двадцатой расстояния между электродами.



1 – источник переменного тока,
2 – амперметр, 3 – вольтметр
A, B – токовые электроды
C, D – потенциальные электроды

Рисунок 5.10.1 - Четырехэлектродная
схема Веннера для определения
удельного сопротивления грунта



1 – прибор для измерения сопротив-
ления, 2 – стальные электроды
a – расстояние между электродами,
равное глубине залегания измеряе-
мого слоя грунта

Рисунок 5.10.2 - Схема измерений
для определения удельного сопро-
тивления грунта

Удельное сопротивление грунта рассчитывают по формуле:

$$\rho_{гр} = 6.28aR \quad (21)$$

где: R – сопротивление оп показанию прибора, Ом;

a – расстояние между электродами, м;

$\rho_{гр}$ – удельное сопротивление грунта, Ом.м.

5.10.7 Для измерения удельного электрического сопротивления высокоомных грунтов с сухим верхним слоем и/или при высоком переходном сопротивлении электродов может быть рекомендован способ, схема которого изображена на рисунке 5.10.3. В качестве источника тока используют генератор постоянного тока, установленный на передвижной лаборатории (ЛКТСТ, ПЭЛ ЭХЗ).

Измерение проводят в следующей последовательности: при разомкнутых контактах выключателя S измеряют разность потенциалов между электродами C и D. Удельное сопротивление грунта рассчитывают по формуле:

$$\rho_{гр} = 6.28 \cdot a \cdot \frac{U_{вкл} - U_{отк}}{I} \quad (22)$$

где:

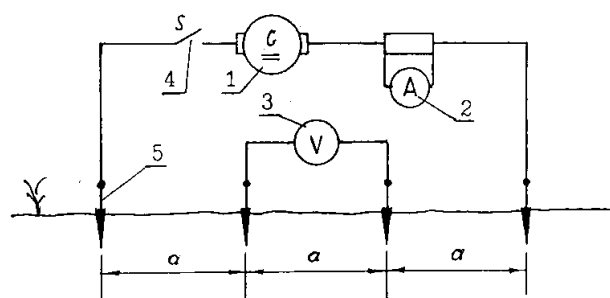
a – расстояние между электродами, м;

$U_{вкл}$ – разность потенциалов при включенном генераторе, В;

$U_{отк}$ – разность потенциалов при отключенном генераторе, В;

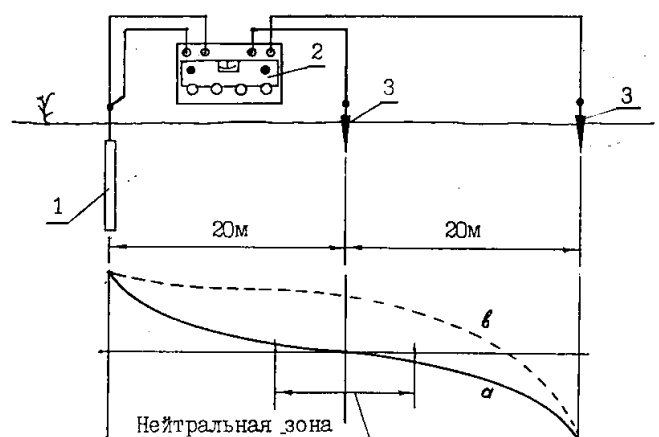
I – сила тока в цепи генератора, А;

$\rho_{гр}$ – сопротивление грунта, Ом.м.



- 1 – генератор передвижной лаборатории ЭХЗ,
- 2 – амперметр с шунтом,
- 3 – вольтметр,
- 4 – выключатель,
- 5 – стальные электроды

Рисунок 5.10.3 - Измерение удельного сопротивления высокоомного грунта



- 1 – заземление,
- 2 – прибор для измерения сопротивления,
- 3 – стальные электроды

Рисунок 5.11.1 - Схема измерения сопротивления растеканию тока заземлений

5.11 Измерение сопротивления растеканию тока заземлений

5.11.1 При измерении сопротивления растеканию тока заземлений применяют те же приборы, что и для определения удельного сопротивления грунта (см. п. 5.10.5).

5.11.2 Измерение сопротивления растеканию тока испытуемого заземления проводят по трехэлектродной схеме (рисунок 5.11.1). При этом токовые клеммы прибора подключают к испытуемому заземлителю и токовому электроду, который должен быть удален примерно на четырехкратную длину испытуемого заземлителя (приблизительно на 40 м). Потенциальные клеммы прибора подключают к заземлителю и потенциальному электроду, удаленному на двукратную длину заземлителя (20 м).

5.11.3 Если величины сопротивлений растеканию тока в грунте у измеряемого объекта и вспомогательного электрода близки по порядку величин (кривая а на рисунке 5.11.1), то наиболее точное значение получается в том случае, когда потенциальный электрод находится приблизительно посередине между заземлителем и токовым электродом (в нейтральной зоне). Однако практически сопротивление растеканию у контролируемого заземлителя значительно меньше, чем у вспомогательного электрода (кривая “b”), поэтому

может оказаться целесообразным размещение зонда ближе к заземлителю, чем к вспомогательному электроду. В принципе, при приближении потенциального электрода к контролируемому заземлителю измеряются заниженные сопротивления растеканию, а при приближении к вспомогательному электроду, результаты измерений получается завышенными.

5.11.4 При испытании сложных протяженных или контурных заземлений (например, анодных заземлений установок катодной защиты), расстояния между заземлением и электродами должны быть не менее указанных на рисунке 5.11.2.

5.11.5 Сопротивление растеканию тока с анодных заземлений ориентировочно может быть определено расчетным путем из выражения:

$$R_{AZ} = R_{УКЗ} - (R_{ПП} + R_{ВХ}) \quad (23)$$

где:

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

$R_{ПП}$ - сопротивление дренажных проводов;

$R_{ВХ}$ - входное сопротивление трубопровода.

5.11.6 Сопротивление выходной цепи УКЗ определяют по формуле:

$$R_{УКЗ} = \frac{U_{УКЗ}}{I_{УКЗ}}, \text{ Ом} \quad (24)$$

где:

$U_{УКЗ}$ - напряжение преобразователя, В;

$I_{УКЗ}$ - ток преобразователя, А.

или измеряют прибором для измерения сопротивлений (рисунок 5.11.3).

5.11.7 Сопротивление дренажных проводов и (или) кабелей, соединяющих преобразователь с трубой и анодным заземлением, определяют из выражения:

$$R_{np} = \frac{\rho_{np} \cdot l}{S}, \text{ Ом} \quad (25)$$

где:

l - общая длина проводов, м;

S - площадь сечения проводов, мм²;

ρ_{np} - удельное сопротивление материала проводов, Ом.мм²/м;

ρ - меди - 0.0175 Ом.мм²/м;

ρ - алюминия - 0.028 Ом.мм²/м;

5.11.8 Входное сопротивление трубопровода определяют из формулы:

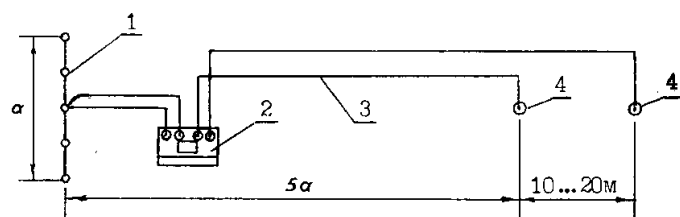
$$R_{вх} = \frac{1}{2} \sqrt{R_{пер} \cdot R_{тр}} \quad (26)$$

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

5.11.9 Кроме испытания заземляющих устройств необходимо проводить систематический контроль за состоянием заземляющей проводки. Исправность заземляющей проводки устанавливают путем проверки механической прочности контактов в местах соединения заземляющих проводников к

заземляемым частям установок. Как правило, такую проверку осуществляют без отключения заземленного электрооборудования.

5.11.10 Сопротивление цепи установки катодной защиты можно измерить с помощью приборов Ф-4103-М1, М-416, ИСЗ-1 и т. п. по схеме, представленной на рисунке 5.11.3. При измерении катодный и анодный кабели отсоединяют от зажимов “+” и “-” преобразователя и подключают к измерительному прибору.



1 – заземление,
2 – измерительный прибор, 3 – провода,
4 – стальные электроды

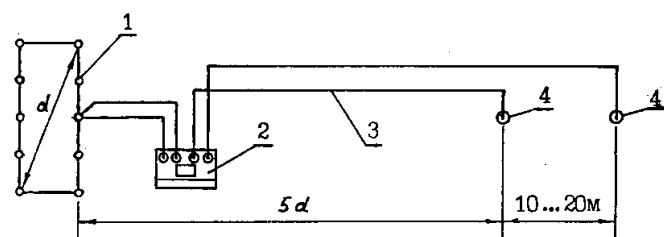
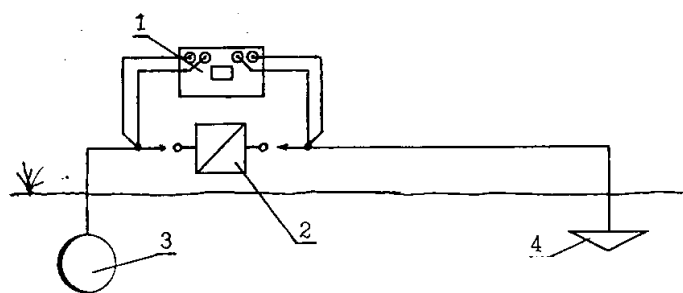


Рисунок 5.11.2 - Расположение электродов при измерении сопротивления протяженных и контурных заземлений



1 – измерительный прибор, 2 – преобразователь УКЗ,
3 – трубопровод, 4 – анодное заземление

Рисунок 5.11.3 - Измерение сопротивления внешней цепи установки катодной защиты

5.12 Измерения на электродренажных установках

5.12.1 Комплекс измерений, проводимых на установках дренажной защиты (УДЗ), проводят для контроля их работы и определения влияния блуждающих токов на защиту трубопровода.

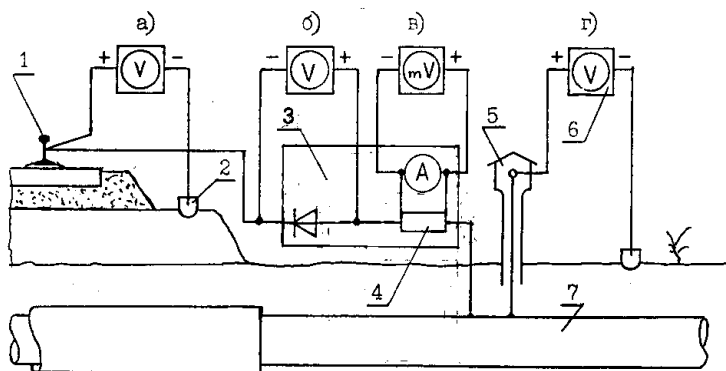
5.12.2 Так как величины потенциалов и токов в цепи УДЗ могут меняться во времени, (первые по величине и знаку, вторые - по величине и направлению), измерения проводят в течение периода, за который проходят два

- три поезда на электрической тяге в обоих направлениях. Кроме того, целесообразно проводить суточные замеры силы тока, протекающего в цепи дренажной защиты и разности потенциалов «труба-земля».

5.12.3 В качестве измерительных приборов могут быть использованы электронные регистраторы (РАД-256; МИНИЛОГ и пр) или самопишущие вольтметры постоянного тока с нулем посередине шкалы (НЗ99 или ЭН3001).

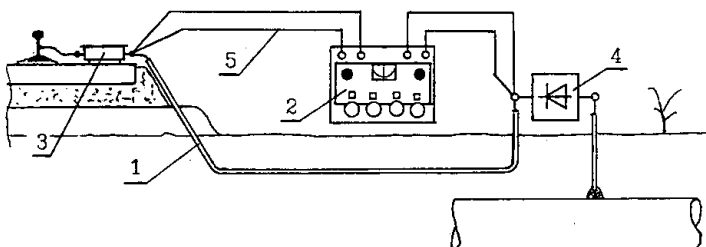
5.12.4 Входное сопротивление вольтметров при измерении разности потенциалов «труба-земля» должно быть не менее 1 МОм, сопротивление контактирующего с грунтом измерительного электрода не более 1000 Ом.

5.12.5 Проверка диодных элементов и измерения удельного электро-сопротивления грунта могут проводиться в любое время без увязки с условиями работы электротяги. Схемы электрических соединений при измерениях на установках дренажной защиты показаны на рис. 5.12.1.



1 – рельс, 2 – электрод сравнения, 3 – дренажная установка, 4 – шунт дренажа, 5 – контрольно-измерительный пункт, 6 – показывающий и регистрирующий прибор, 7 – труба

Рисунок 5.12.1 - Принципиальные схемы соединений при измерениях на установках дренажной защиты: а – измерение разности потенциалов «рельс-земля», б – измерение разности потенциалов «рельс-труба», в – измерение силы тока дренажной установки, г - измерение разности потенциалов «труба-земля».



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

Рисунок 5.12.2 - Схема измерения сопротивления дренажного кабеля с компенсацией сопротивления измерительных проводов

5.12.6 Путем анализа графика изменения разности потенциалов «труба-земля» во времени определяют эффективность работы дренажной установки. По результатам суточной записи силы дренажного тока определяют ее максимальное значение, и, на основании этого, выбирают соответствующие диоды и величину сопротивления резисторов УДЗ.

5.12.7 Анализируя синхронную запись силы дренируемого тока, потенциалов трубы и рельса делают заключение о характере влияния электрифицированной железной дороги на трубопровод и эффективности работы установки дренажной защиты.

5.12.8 При измерении разности потенциалов “рельс-земля” измерительный провод подключают к рельсовой сети при помощи магнитного контакта. При однопоточных рельсовых цепях автоблокировки измерения проводят на тяговом рельсе, к которому подключено заземление опор контактной сети.

5.12.9 При измерении сопротивления дренажных кабелей соответствующие токовые и потенциальные клеммы приборов Ф-4103-М1 и М-416 соединяют перемычками и из полученной величины вычитают сопротивление соединительных проводов, которое измеряют отдельно. При соединении, показанном на рисунке 5.12.2, сопротивление измерительных проводов учитывают в процессе измерения.

5.13 Практические рекомендации

5.13.1 При работе со стрелочными измерительными приборами следует устанавливать их неподвижно на горизонтальной плоскости. Перед подключением к измеряемой цепи необходимо установить стрелку на нуль шкалы и включить требуемый предел измерения.

5.13.2 Перед установкой переносного медно-сульфатного электрода сравнения рекомендуется очистить поверхность грунта от щебня, травы, корней.

5.13.3 Для удобства в работе все измерительные провода должны иметь наконечники (штекеры), соответствующие гнездам измеряемых цепей и приборов, а при необходимости - зажимы типа “крокодил”.

5.13.4 При измерениях на трубопроводах, находящихся в зоне влияния высоковольтных воздушных линий электропередач или электрифицированных железных дорог на переменном токе, на потенциал “труба-земля” может накладываться индуцированное напряжение переменного тока, значительно искажающее результаты измерений.

5.13.5 Для снижения влияния индуцированного напряжения перед входом прибора необходимо подключить омическо-емкостный фильтр (RC).

Величины сопротивления резистора и емкости конденсатора могут быть рассчитаны по формулам:

$$R = \frac{F}{100} R_{\text{в}} \quad \text{и} \quad C = \frac{A}{2\pi f R}; \quad (27)$$

где $R_{\text{в}}$ - внутреннее сопротивление прибора;

F - допустимая погрешность в %;

A - коэффициент ослабления;

f - частота индуцированного напряжения, Гц.

Фильтр имеет постоянную времени $\tau = RC$, которая увеличивает демпфирование прибора. Постоянная времени зависит от требуемой степени ослабления и от частоты возмущающего напряжения. Постоянная времени фильтра по порядку близка к постоянной времени электрохимической поляризации, поэтому погрешность при измерении потенциала отключения увеличивается.

5.13.6 Напряжение переменного тока в земле можно измерять при помощи стальных электродов (см. рис.5.1.3). При этом в качестве измерительных приборов рекомендуется применять вольтметры с усилителями, которые имеют высокое внутреннее сопротивление и линейную шкалу.

5.13.7 Измерительные приборы обычно тарируют на эффективные значения при частоте 50 Гц и синусоидальной форме кривой тока. Поэтому при иной частоте и форме кривой тока, например при управлении с фазовой отсечкой, приборы могут давать искаженные показания. Эти погрешности могут быть выявлены по получению различных показаний для одной и той же измеряемой величины в различных диапазонах измерения.

5.13.8 Значительно расширить возможности самопишущего прибора НЗ99 (или ЭНЗ001) для измерения и записи постоянного тока в цепях УКЗ и УДЗ можно применением различных стандартных шунтов (75ШСМ). Диапазон измеряемых величин тока можно увеличить, пользуясь не только пределом прибора 75 мВ, но и другими пределами.

Конечное значение шкалы прибора $I_{шк}$ при измерениях на различных пределах можно рассчитать по формуле:

$$I_{шк} = \frac{U_{пр} \cdot I_{ш}}{75}, \text{ А} \quad (28)$$

где: $I_{ш}$ - ток шунта, А; $U_{пр}$ - установленный предел измерения прибора, мВ.

Конечные значения шкалы прибора для ряда стандартных шунтов приведены в таблице 5.13.1.

Таблица 5.13.1

$I_{ш}$ $U_{пр}$	10	20	30	50	75	100	150	300	500	1000
1	0.13	0.26	0.39	0.65	1	1.33	2	4	6.50	13.30
5	0.66	1.33	2.00	3.33	5	6.66	10	20	33.50	66.60
10	1.33	2.66	3.99	6.65	10	13.30	20	40	66.50	133.00
25	3.33	6.66	10.00	16.60	25	33.30	50	100	166.00	333.00
50	6.66	13.30	20.00	33.30	50	66.60	100	200	333.00	666.00
75	10.00	20.00	30.00	50.00	75	100.00	150	300	500.00	1000.00
250	33.30	66.60	100.00	160.6	250	333.00	500	1000	1666.00	3333.00

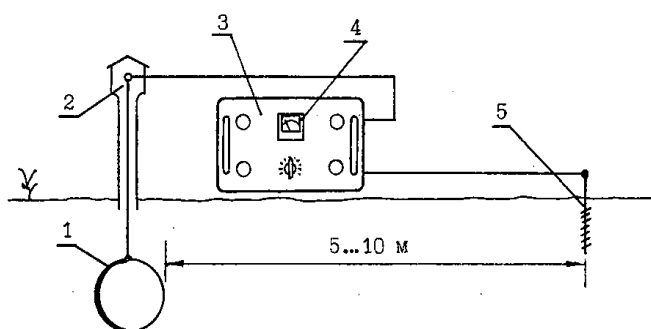
6 КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, УЛОЖЕННЫХ В ГРУНТ

6.1 Локализация трассы и определение глубины заложения трубы

6.1.1 Большинство электроизмерительных работ при коррозионном обследовании и контроле защищенности трубопровода связано с необходимостью определения места укладки его в грунт, то есть локализации трассы. Для этой цели могут быть использованы трассоискатели различных типов, аппаратура Си-Скан, "Radiodetection" или другое подобное оборудование.

6.1.2 Трассоискатели, как правило, состоят из генератора с блоком питания и приемного устройства. Приемное устройство состоит из магнитной антенны, усилителя и индикатора – стрелочного прибора и/или головного телефона. В комплект трассоискателя как правило входят также заземлитель, соединительные провода и головные телефоны

6.1.3 Создание цепи переменного тока осуществляют путем подключения выхода генератора к трубе и к временному заземлителю (рисунок 6.1.1). Заземлитель забивают в грунт на расстоянии 5...10 м от оси исследуемой трубы. Увеличение этого расстояния дает возможность "прослушивать" коммуникацию на большем расстоянии от места подключения генератора.



6.1.4 Настройку генератора проводят таким образом, чтобы стрелка измерительного прибора находилась на красном секторе шкалы, что соответствует полной отдаче мощности генератором, а следовательно и наибольшей громкости звука для данного сопротивления внешней цепи.

Работа генератора при положении стрелки прибора правее красного сектора недопустима, это приводит к быстрому разряду аккумуляторов и может послужить причиной отказа генератора в процессе работы.

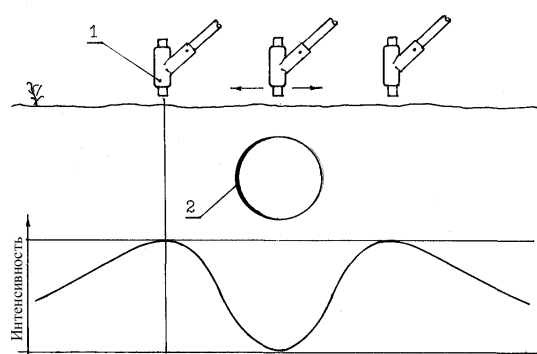
6.1.5 После включения и настройки генератора включают приемник и приступают к прослушиванию коммуникации. Наибольшая громкость достигается при ориентации оси магнитной антенны параллельно земле и перпендикулярно трассе исследуемой трубы.

Прослушивание следует начинать на расстоянии 10...15 м от места подключения генератора.

Точное определение оси трубы проводят по минимуму звука в телефонах при вертикальном положении магнитной антенны (рис. 6.1.2) и перемещением ее перпендикулярно оси коммуникации.

Следует учитывать, что при близком расположении посторонних трубопроводов возможны погрешности в определении оси трубопровода из-за искажения его электромагнитного поля.

6.1.6 Для определения глубины заложения трубы, после локализации трассы трубопровода, необходимо перемещать приемник трассоискателя в вертикальном положении перпендикулярно оси исследуемой трубы. При этом магнитная антенна окажется расположенной под углом 45° к горизонту (рисунок 6.1.3).



1 – магнитная антенна приемника
2 – труба

Рисунок 6.1.2 - Определение оси трубопровода трассоискателем

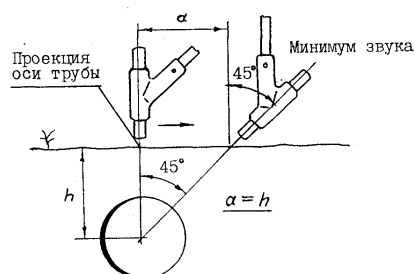


Рисунок 6.1.3 - Определение глубины заложения трубопровода

Из рисунка видно, что это расстояние равно глубине залегания оси трубопровода. Для определения глубины заложения до верхней образующей трубы необходимо из этого расстояния вычесть половину ее диаметра.

6.1.7 Участки трубопроводов вблизи установок катодной защиты могут прослушиваться без подключения генератора на частоте 100 Гц, создаваемой преобразователем УКЗ.

6.1.8 Комплект аппаратуры Си-Скан состоит из генератора, приемника, заземлителя и соединительных проводов. Система позволяет с большей точностью определить ось заложеного в грунт трубопровода и расстояние от земной поверхности до его оси.

6.1.9 Для создания цепи переменного тока выход генератора подключают к контрольному выводу от трубы в КИП и к временному заземлителю. Заземлитель забивают в грунт на расстоянии 30...150 м от трубопровода. В качестве заземлителя можно использовать анодное заземление установки ка-

тодной защиты. Для этого необходимо отсоединить один из проводов от выхода преобразователя и подключить генератор к проводам трубы и анодного заземления.

6.1.10 Включают генератор и устанавливают максимальный ток до загорания контрольного светодиода. Горение светодиода свидетельствует о превышении мощности и искажении формы сигнала генератора. Контроль силы тока осуществляют по жидкокристаллическому индикатору.

6.1.11 Определение трассы трубопровода следует начинать на удалении 50...100 м от места подключения генератора. Приемник Си-Скан перемещают перпендикулярно трассе испытуемого трубопровода до появления на дисплее прибора надписи: “СТОП! ОСЬ ТРУБЫ!”. Стрелки, нанесенные внизу, на одной из стоек приемника указывают направление на ось трубопровода.

6.1.12 Для определения глубины подземных коммуникаций устанавливают приемник на поверхности земли над осью трубы и нажимают кнопку “ENT”.

Через 4 секунды на дисплее прибора появляется сообщение “ГЛУБИНА ... МЕТРОВ”. Расстояние до верхней образующей трубы определяют путем вычитания из этой величины половины диаметра трубы.

6.1.13 Найденные с помощью трассоискателя точки над трубопроводом, необходимо "закреплять" на местности. Для этого удобно использовать деревянные колышки, окрашенные в яркий цвет и устанавливаемые в пределах прямой видимости. При детальном обследовании, на прямых участках трассы, колышки забивают через каждые 20 м. Дополнительно отмечают места пересечения с другими подземными коммуникациями, переходы под дорогами, углы поворота и т. п. Если забить колышки в грунт невозможно, трассу следует обозначать каменными турами, выемкой грунта или другими подсобными средствами (аэрозольная краска и т.п.).

6.2 Обнаружение сквозных повреждений защитного покрытия

6.2.1 Определение местонахождения сравнительно крупных сквозных повреждений в защитном покрытии подземных трубопроводов основывается на измерении падения напряжения на поверхности земли между двумя электродами, создаваемого током в земле, стекающим с трубы в местах повреждений.

6.2.2 Для локализации можно применять постоянный или переменный ток. Метод с использованием переменного тока (метод Пирсона) имеет следующие преимущества: его можно применять в зоне влияния блуждающих токов, и в качестве электродов могут быть использованы простые металлические штыри.

6.2.3 При реализации метода Пирсона, например, прибором типа ИПИ, используют генератор переменного тока звуковой частоты (до 1000 Гц), который создает между трубой и временным стержнем-заземлителем напряже-

ние в несколько десятков вольт. Благодаря этому, через грунт начинает течь соответствующий “ток поиска”.

6.2.4 Разность потенциалов на поверхности земли снимают двумя операторами при помощи щупов или контактных башмаков и регистрируют по показаниям прибора или звуковому сигналу. Для более точного выделения полезного сигнала и устранения влияния посторонних напряжений в грунте генератор может работать в пульсирующем режиме.

6.2.5 Один из операторов движется над осью трубы, другой в 10 м от него по линии, перпендикулярной оси трубы (рисунок 6.2.1). При приближении первого оператора к месту дефекта амплитуда сигнала возрастает и достигает максимума, когда щуп находится непосредственно над дефектом. При удалении от повреждения уровень сигнала снижается. При невозможности перемещения операторов таким образом, например, при густых зарослях или болотистой местности, операторы могут передвигаться друг за другом над осью трубы. В этом случае оператор, контролирующий уровень сигнала, должен быть особо внимателен, так как уровень сигнала будет возрастать дважды, в момент прохождения над дефектом первого и второго операторов. Кроме того, поблизости могут находиться другие дефекты, которые осложнят локализацию.

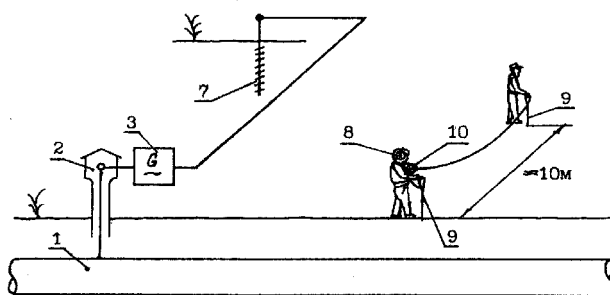


Рисунок 6.2.1. Обнаружение сквозных дефектов изоляционного покрытия методом Пирсона с помощью прибора ИПИ

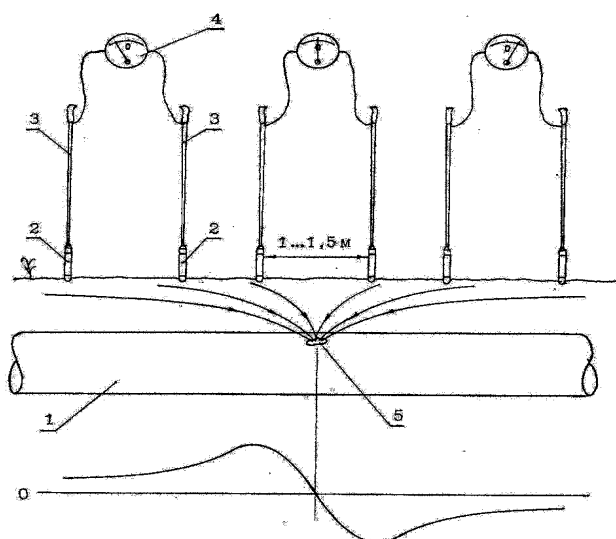
1 – труба, 2 – КИП, 3 – генератор звуковой частоты, 4 – временный заземлитель, 5 – головные телефоны, 6 – приемник ИПИ, 7 – стальные электроды

6.2.6 Более точную локализацию места повреждения покрытия можно осуществить путем измерения градиента постоянного тока на поверхности земли над осью трубы (метод постоянного тока).

6.2.6.1 Для этого два медносульфатных электрода типа ЭСП с удлинительными штангами (можно использовать лыжные палки) устанавливают над осью трубы на расстоянии 1...1.5 м друг от друга. В качестве измерительного прибора используют цифровой мультиметр или высокоомный вольтметр с нулевой отметкой в центре шкалы (Флюк-27, ИПВ, 43313 и пр., рисунок 6.2.2).

6.2.6.2 Электроды эквидистантно друг относительно друга, переставляют вдоль оси трубы. При приближении к месту дефекта наблюдается уве-

личение градиента постоянного тока, который достигает максимума, когда один электрод расположен над дефектом, а при симметричном расположении электродов относительно дефекта разность потенциалов равна нулю. Место дефекта определяют путем деления расстояния между электродами на две равные части.



- 1 – труба,
- 2 – медно-сульфатный электрод,
- 3 – удлинительные штанги,
- 4 – высокоомный вольтметр,
- 5 – дефект защитного покрытия

Рисунок 6.2.2 - Локализация сквозных дефектов защитного покрытия путем измерения градиента постоянного тока

6.2.6.3 При дальнейшем перемещении электродов наблюдается вновь увеличение градиента напряжения и постепенный его спад.

6.2.7 Для количественной оценки размеров дефектов целесообразно применять методы основанные на постоянном токе, поскольку ввиду емкостной проводимости сопротивление покрытия для переменного тока уменьшается.

6.2.8 Определение места сквозного дефекта в изоляции путем детального измерения потенциалов трубопровода осуществляют различными системами: аппаратурой “Поиск-01” фирмы “Парсек” (Россия), “Вайлекес Электроник” (Германия), системой “Корпак” или приборным комплексом “Сервейер МК-9” (Великобритания), и др. Комплексы состоят из измерительных устройств с памятью, измерительных электродов, персонального компьютера, печатающего и графопостроительного устройств. В комплект также входят катушки с проводом, таймер и устройства для прерывания тока УКЗ.

6.2.9 Измерения проводят методом выносного электрода, поляризационный потенциал измеряют методом отключения тока поляризации через короткие промежутки времени.

6.2.9.1 Синхронное (или несинхронное для аппаратуры "Поиск-01") отключение тока поляризации УКЗ осуществляют с помощью синтактов, управляемых синхронизированными таймерами или специальными прерывателями.

6.2.9.2 Оператор перемещается над осью трубы, переставляя два медносульфатных электрода сравнения, осуществляя контакт измерительного

устройства с грунтом. Контакт с трубой осуществляется через контрольный вывод с помощью переносной катушки. На катушке имеется счетное устройство, позволяющее осуществить привязку к трассе трубопровода и к отдельным ориентирам на трассе. Современные системы для обследований оснащены устройством GPS для спутниковой привязки измерений к местности с точностью до 3...15 м.

6.2.9.3 Для учета влияния и регистрации блуждающих токов в ближайших КИПах устанавливают стационарные электроды с измерительными и запоминающими устройствами типа “Минилог-128”, РАД-256 и др.

6.2.9.4 Прерывание тока поляризации осуществляется в диапазоне от 1 до 27 секунд, например, по схеме: 5 с - включено, 1 с - отключено и др. Измерение потенциала отключения проводят автоматически, не ранее 100 мс с момента отключения.

6.2.9.5 Данные, накопленные в результате измерений в запоминающих устройствах, переводят в компьютер, где обрабатывают и индицируют на экране дисплея.

6.2.9.6 В окончательном виде результаты обследования трубопровода выдают в виде таблиц и цветных графиков. По таблицам и графикам определяют места повреждений защитного покрытия и зоны недозащиты и перезащиты трубопровода.

6.3 Интегральная оценка состояния защитного покрытия

6.3.1 Методы интегральной оценки состояния защитного покрытия трубопровода опираются на два принципа:

- определение поляризуемости трубы постоянным током определенной величины;
- определение переходного сопротивления изолированного трубопровода переменному току.

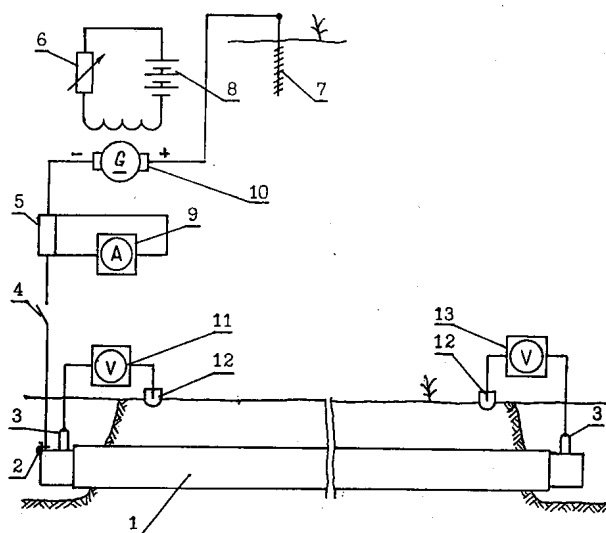
6.3.2 При использовании первого метода на эксплуатирующихся трубопроводах необходимо руководствоваться методом изложенным в п.5.7 настоящего Руководства или “Инструкцией по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризацией”, разработанной АО “ВНИИСТ” для вновь построенных или реконструированных трубопроводов.

6.3.2.1 Контролю могут подвергаться участки трубопровода, не врезанные в общую магистраль или имеющие изолирующие соединения. Протяженность участков может быть до 50 км.

6.3.2.2 Схема соединения аппаратуры и приборов показана на рисунке 6.3.1. В качестве источника постоянного тока могут быть использованы либо генератор, либо аккумуляторная батарея с реостатом. Ток поляризации зависит от протяженности участка и диаметра трубы и определяют по номограммам, представленным в Инструкции.

6.3.2.3 Оценку качества изоляции проводят по величине смещения потенциала трубы после истечения срока поляризации. При смещении потен-

циала равном или больше указанного в Инструкции, изоляционное покрытие считают удовлетворительным. Если смещение окажется меньше указанного, что свидетельствует о наличии сквозных повреждений в изоляции, покрытие оценивают как неудовлетворительное.



1 – контролируемый участок трубопровода, 2 – контактный зажим, 3 – магнитный контакт, 4 – выключатель, 5 – шунт, 6 – регулятор возбуждения генератора, 7 – временный анодный заземлитель, 8 – аккумуляторная батарея, 9 – амперметр, регистрирующий ток генератора, 10 – генератор с независимым возбуждением, 11 – вольтметр, регистрирующий потенциал в точке дренажа, 12 – медно-сульфатный электрод сравнения, 13 – вольтметр, регистрирующий потенциал на противоположном конце участка

Рисунок 6.3.1 - Схема соединения аппаратуры и приборов при интегральной оценке изоляционного покрытия трубопроводов методом катодной поляризации

6.3.2.4 Данный метод имеет ряд недостатков, снижающих его эффективность, основным из которых является измерение потенциала, не свободного от омической составляющей. Выполненные расчеты и многолетний опыт проведения интегральной оценки методом катодной поляризации показали, что смещение потенциала с омической составляющей может быть значительным даже при наличии весьма крупных сквозных повреждений изоляционного покрытия.

6.3.3 Применение переменного тока для интегральной оценки состояния изоляционного покрытия позволяет непосредственно определять величину переходного сопротивления покрытия трубы и, сравнивая его с нормируемыми величинами, давать покрытию соответствующую оценку.

6.3.3.1 При проведении интегральной оценки состояния изоляционного покрытия путем воздействия переменного тока следует руководствоваться "Методикой по интегральной оценке состояния изоляционных покрытий подземных трубопроводов на переменном токе с использованием контактных и бесконтактных методов измерения" ДАО «Оргэнергогаз».

6.3.3.2 Нормированные ГОСТ Р 51164-98 величины переходного сопротивления различных видов защитных покрытий для оценки качества покрытия приведены в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1

Вид защитного покрытия	Переходное сопротивление, кОм·м ²
1. Трех-, двухслойное полимерное покрытие на основе полиэтилена, термоактивных смол и полиолефиленов; покрытие на основе термоусаживающихся материалов	300
2. Все остальные покрытия усиленного типа кроме мастичных и полимерно-битумных	100
3. Мастичные, полимерно-битумные покрытия и все покрытия нормального типа	50

6.3.3.3 Для действующих трубопроводов по результатам измерения сигнала в начале контролируемого участка и на конце его определяют коэффициент затухания (α), который связан с величиной переходного сопротивления изоляционного покрытия.

6.3.3.4 Величину коэффициента затухания на основе электрических измерений, проведенных на трубопроводе, вычисляют по формуле:

$$\alpha = 20 \lg \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{к}}} = 20 \lg \frac{I_{\text{н}}}{I_{\text{к}}}, \text{ мБ/м;} \quad (29)$$

где:

$U_{\text{н}}$, $U_{\text{к}}$ - напряжение сигнала соответственно в начале и на конце контролируемого участка, мВ;

$I_{\text{н}}$, $I_{\text{к}}$ - ток в трубе в начале и конце участка, мА;

L - протяженность контролируемого участка, м.

6.3.3.5 Электрические измерения на трубопроводе проводят с помощью измерительного комплекса Си-Скан, который позволяет непосредственно измерять ток в трубе и рассчитывать коэффициент затухания сигнала на частоте 937.5 Гц, с учетом глубины залегания трубопровода (рисунок 6.3.2) или с помощью прибора УДИП на частоте 1,5... 6 Гц (рисунок 6.3.3).

6.3.4 При проведении испытаний законченных строительством и не врезанных в общую нитку участков трубопровода, необходимо противоположный от генератора конец трубы заземлить через резистор, сопротивление которого должно быть приблизительно равно волновому сопротивлению испытываемого участка трубопровода. Значение сопротивления зависит от диаметра трубы и частоты переменного тока. В таблице 6.3.2 даны значения сопротивления для различных труб при частоте 937.5 Гц.

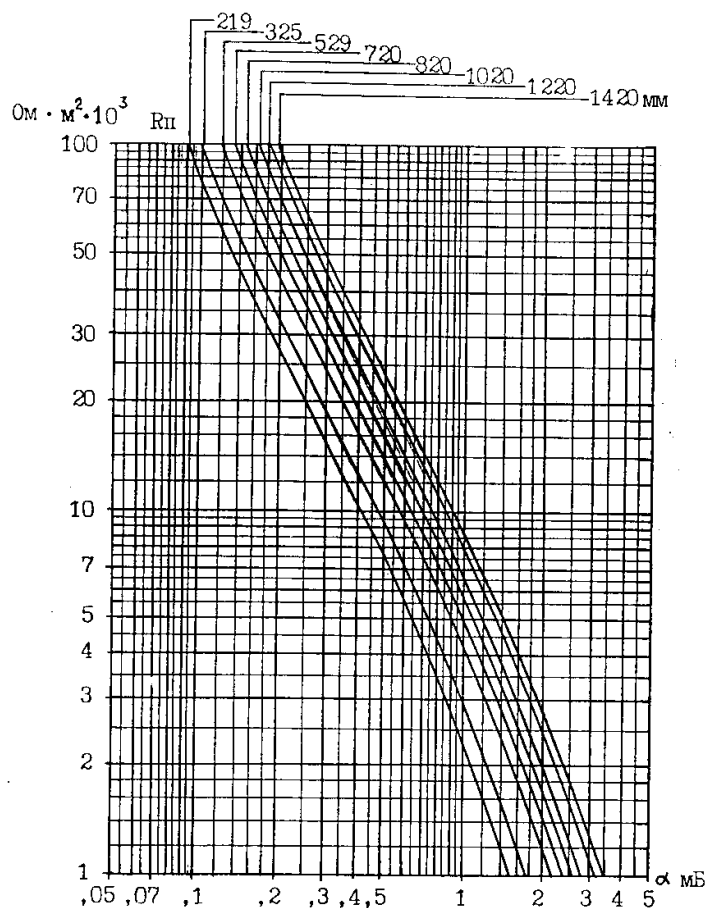


Рисунок 6.3.2 - Номограмма для определения сопротивления защитного покрытия трубопровода (R_{Π}) для труб диаметром 219...1420 мм при частоте сигнала 937,5 Гц

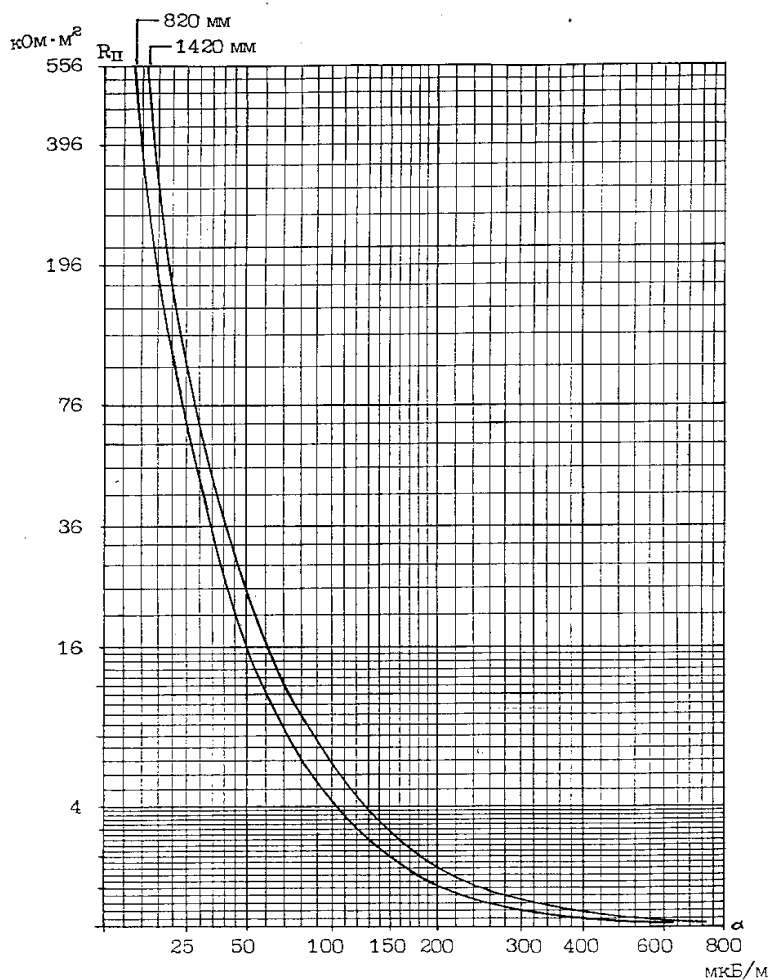


Рисунок 6.3.3 - Номограмма для определения переходного сопротивления защитного покрытия трубопровода для труб $\varnothing 820$ и 1420 мм при частоте сигнала 6 Гц

Таблица 6.3.2

Диаметр трубы, мм	219	325	426	720	820	1020	1220	1420
Сопротивление, Ом	9.60	7.24	6.14	5.35	4.45	3.59	3.21	2.92

6.3.4.1 Определение коэффициента затухания рекомендуется проводить до середины участка с двух сторон, меняя местами генератор и приемник.

6.3.5 При проведении измерений рекомендуется использовать портативные или мобильные радиостанции.

6.3.6 Независимо от результатов интегральной оценки изоляционного покрытия при приемке новых (отремонтированных) трубопроводов в эксплуатацию необходимо локализовать места дефектов, используя методы, изложенные в разделе 6.2.

6.3.7 При неудовлетворительных результатах испытаний покрытия, строительная (ремонтная) организация устраняет выявленные дефекты за свой счет.

6.3.8 После ремонта поврежденного защитного покрытия и засыпки шурфов, участок повторно подвергают интегральной оценке качества изоляции.

6.4 Обследование коррозионного состояния трубопровода путем шурфования

6.4.1 Шурфование для оценки коррозионного состояния трубопровода должно проводиться с полным вскрытием трубы и возможностью осмотра ее нижней образующей. Длина вскрытой части трубы должна быть не менее трех ее диаметров.

6.4.2 Рекомендуемый объем ежегодного шурфования - не менее одного шурфа на каждые 25 км нитки линейной части трубопровода; одного шурфа на каждые 10 км коллекторов и шлейфов промыслов и ПХГ; одного шурфа на каждый километр подземных технологических коммуникаций КС и станций ПХГ.

6.4.3 Шурфование в первую очередь следует проводить на участках трубопровода с неудовлетворительным состоянием защитного покрытия, определенного по результатам обследования, в том числе внутритрубной дефектоскопией, в анодных и знакопеременных зонах, не обеспеченных непрерывной катодной поляризацией по протяженности и во времени, на участках повышенной и высокой коррозионной опасности а также на участках с температурой транспортируемого продукта выше 30⁰С.

6.4.4 Если место шурфования определено по результатам обследования, оно должно быть "привязано" к каким-либо физическим ориентирам на трассе трубопровода (УКЗ, КИП, кран, опора ВЛ и пр.), его местоположение уточняют искателем повреждения изоляции и обозначают границы шурфа колышками или флажками.

6.4.5 После вскрытия трубопровода и тщательной очистки поверхности трубы от грунта проводят осмотр защитного покрытия и выполняют следующие работы:

- выявляют и фиксируют (мелом) все имеющиеся вертикальные и горизонтальные гофры, складки изоляции, пустоты вдоль сварных швов, в местах нахлеста ленты и других неровностях, а также все явно выраженные механические повреждения (участки отслоения, трещины, сдиры, оплывы, сквозные продавленности, пропуски изоляции и т.п.). Перечисленные дефекты тщательно осматривают, прощупывают с целью выявления трещин, проколов, наличия влаги, грунта, продуктов коррозии под изоляцией;
- определяют размеры и площадь отдельных повреждений, их количество, суммарную площадь; для определения размеров повреждений пользуются металлическими линейками и рулетками, глубину повреждений определяют штангенциркулем или каверномером;
- отмечают наиболее характерные дефекты повреждения покрытия с указанием их местоположения, характера и размера;
- определяют хрупкость и степень эластичности материала изоляции;
- проверяют и оценивают адгезию изоляционного покрытия сверху, с боков и снизу трубы;
- определяют наличие и вид коррозии (равномерная, пятнами, кавернами, язвенная и т.д.);
- определяют наличие продуктов коррозии, размеры коррозионных повреждений и места их расположения на трубопроводе (по циферблату часов), максимальную плотность коррозионных повреждений (каверн) на 1 дм²;
- определяют наличие и характеристику коррозионных повреждений под изоляционным покрытием.

6.4.6 Одновременно с обследованием коррозионного состояния трубы при шурфовании проводят следующие работы:

- измеряют поляризационный потенциал трубы в месте шурфования;
- определяют удельное электросопротивление грунта;
- определяют pH водной вытяжки прилегающего в трубе грунта или грунтовой воды;
- замеряют уровень грунтовой воды относительно трубы (при наличии грунтовой воды);
- определяют вид грунта, его влажность, наличие включений;
- определяют минерализацию грунтовой воды.

6.4.7 При наличии коррозионных каверн глубиной более 3 мм при продолжительности эксплуатации до 10 лет и глубиной более 2 мм при продолжительности эксплуатации до 5 лет проводят отбор проб грунта для передачи на химический анализ.

6.4.8 Результаты коррозионного обследования трубопровода в шурфе заносятся в акт (см. Приложение).

7 ТЕХНОЛОГИИ ОБСЛЕДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

7.1 Виды и задачи электрометрической диагностики

7.1.1 Приемочное обследование. Задачами приемочного обследования являются паспортизация нового или реконструированного газопровода по требованиям ГОСТ Р 51164 и подготовка материалов для сертификации соответствия качества противокоррозионной защиты государственным стандартам и другой НД.

В состав работ входят:

- анализ проектной и исполнительной документации, данных катодной поляризации и пусконаладочных работ;
- оценка технического состояния и оптимизация режимов работы средств электрохимзащиты;
- измерения потенциалов с- и без омической составляющей шагом измерения не более 5 м на протяжении всего обследуемого участка;
- регистрация (до суток) потенциалов «труба-земля» на контрольных измерительных точках газопровода;
- подготовка паспорта газопровода.

Приемочное обследование выполняют не ранее 6 мес. после засыпки газопровода и не позже периода между первым и вторым годами эксплуатации.

7.1.2 Повторное обследование. Задачами повторного обследования являются контроль параметров противокоррозионной защиты газопровода на участках высокой и повышенной коррозионной опасности, а также на отремонтированных участках (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164).

Состав работ:

- анализ эксплуатационной документации и материалов предыдущих обследований;
- измерения потенциалов с- и без омической составляющей на КИП;
- выборочные измерения потенциалов включения и отключения и измерения приборами - искателями повреждений изоляционных покрытий с шагом измерений 1 – 5 м;
- подготовка выводов и рекомендаций по результатам обследования.

Периодичность повторных обследований один раз в 2-3 года исходя из данных эксплуатации газопровода.

7.1.3 Комплексное обследование. Задачи комплексного обследования - оценка состояния противокоррозионной защиты (ЭХЗ и изоляция) газопровода. При обследовании трубопровода выделяют зоны ВКО и ПКО; оценивают состояние всех средств электрозащиты и средств контроля, определяют защищенность участка по протяженности и во времени и оценивают возможность ее полного обеспечения и соответствия требованиям НТД. На основа-

нии проведенных работ определяют рекомендуемые режимы работ средств ЭХЗ, разрабатывают рекомендации по повышению эксплуатационной надежности и, в случае необходимости, по реконструкции средств ЭХЗ.

При обследовании изоляционного покрытия определяют интегральные оценки состояния изоляции протяженных участков и выявляют места сквозных дефектов изоляции. Оценивают скорость старения изоляции. Определяют участки, подлежащие ремонту с указанием сроков, очередности и вида ремонта с учетом результатов ВТД. Разрабатывают рекомендации по срокам и виду очередного обследования.

Периодичность обследования - один раз в 5-10 лет, определяют по данным эксплуатации, обследований и коррозионного мониторинга.

7.1.4 Детальное комплексное обследование. Задача детального комплексного обследования - оценить коррозионное состояние участка трубопровода. При оценке коррозионного состояния трубопровода определяют виды коррозии, степень поврежденности коррозией наружной стенки труб с обобщенной характеристикой участков, оценивают максимальную и среднюю скорости коррозии, прогнозируют коррозионное состояние участка на 3-5 лет. Разрабатывают рекомендации по установке датчиков коррозионного мониторинга (коррозии, наводороживания и т.п.).

Периодичность обследования определяют по данным эксплуатации, результатов ВТД, обследований и коррозионного мониторинга.

7.1.5 Инспекционно-техническое обследование. Задачи инспекционно-технического обследования – осуществление контроля, за уровнем эксплуатации системы ПКЗ и разработка комплекса организационно-технических мероприятий для повышения уровня ПКЗ.

Состав работ инспекционно-технического обследования:

- анализ эксплуатационной документации;
- проверка эксплуатационных служб и участков ЭХЗ;
- контрольные измерения параметров противокоррозионной защиты;
- оценка технического состояния средств ЭХЗ;
- подготовка заключения и организационно-технических мероприятий по результатам обследования.

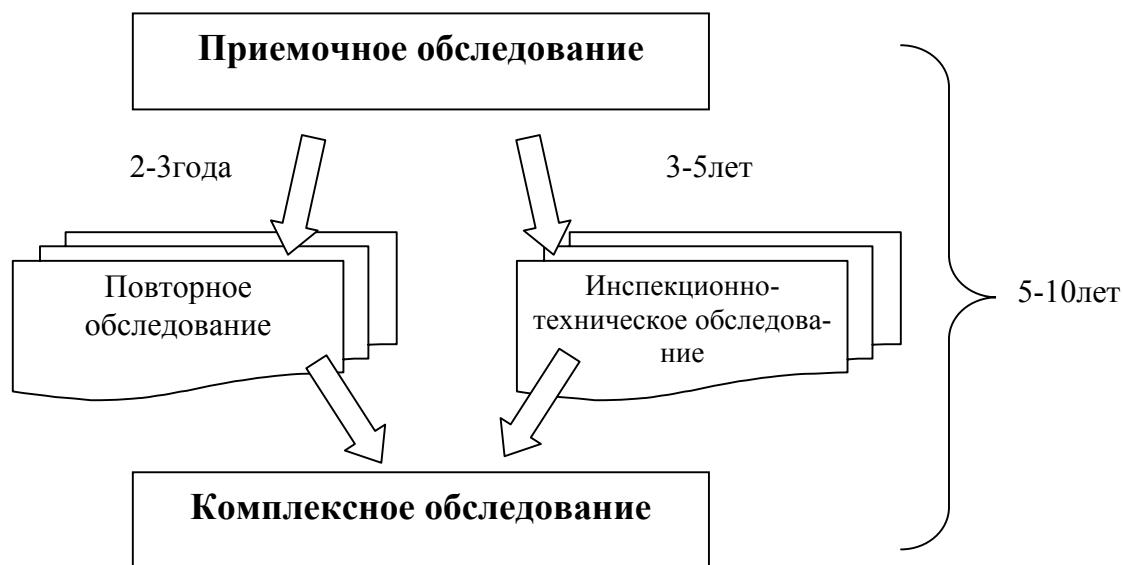
Периодичность обследования - один раз в 3-5 лет.

7.1.6 Материалы приемочных, комплексных и детальных комплексных обследований могут быть использованы органами по сертификации для подготовки сертификата соответствия качества противокоррозионной защиты.

7.1.7 Структурная схема организации работ электрометрической диагностики МГ представлена на рисунке 7.1.1.

7.1.8 Результаты всех видов электрометрической диагностики оформляют в соответствии с «Рекомендациями по оформлению технического отчета по электрометрическому диагностическому обследованию» и в электронной форме вносят в отраслевую информационную систему противокоррозионной защиты ОАО «Газпром».

А. МГ до 10 лет эксплуатации



Б. На МГ, эксплуатируемых более 10 лет

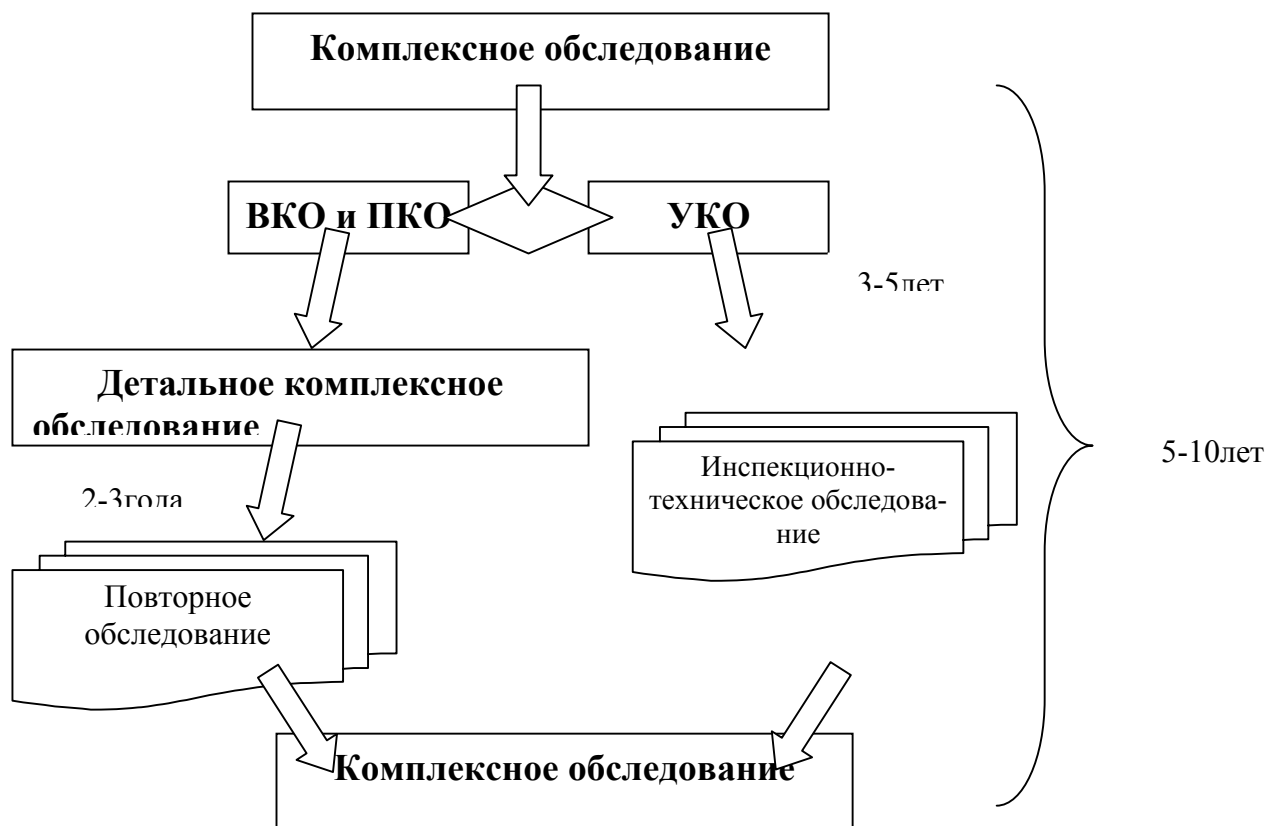


Рисунок 7.1 - Структурная схема организации работ электрометрической диагностики МГ.

7.2 Порядок проведения электрометрических обследований

7.2.1 Общие положения

7.2.1.1 Обследование трубопроводов проводят группами (бригадами) специализированных организаций. Эти группы, состоящие из специально обученных специалистов, должны быть оснащены необходимой аппаратурой, приборами и приспособлениями.

7.2.1.2 Обследования проводят в следующем порядке:

- подготовительные работы;
- полевые изыскания и обследования;
- камеральная обработка и интерпретация результатов полевых работ;
- разработка рекомендаций по повышению эффективности электрозащиты, проектные работы по реконструкции ЭХЗ, ремонт трубопровода.

7.2.2 Подготовительные работы

7.2.2.1 Выполняют ознакомление с трассой, сбор и анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации обследуемого участка, смежных участков и средств ЭХЗ, средств контроля и данных по коррозии (в т.ч. и результатов внутритрубной дефектоскопии) за весь период его эксплуатации. При этом обязателен ретроспективный анализ "истории ЭХЗ" по прямым и/или косвенным данным и анализ перспективы развития газотранспортной системы, в которую входит обследуемый участок.

7.2.2.2 В результате анализа собранных данных подготовительного этапа участки трубопровода предварительно классифицируют по:

- степени обеспечения электрозащитой;
- состоянию изоляционных покрытий;
- ожидаемой коррозионной поврежденности трубопровода и определяют участки ВКО и ПКО.

7.2.2.3 Участки ранжируют по ожидаемой оценке состояния (хуже - лучше, меньше - больше) и сводят в характерные группы.

7.2.3 Трассовые измерения и обследования

7.2.3.1 В соответствии с произведенной вероятностной оценкой состояния участков трубопровода планируют и проводят обследование состояния ЭХЗ, изоляционного покрытия и коррозионного состояния трубопровода с уточнением состояния в процессе обследований.

7.2.3.2. При обследовании выполняют измерения потенциалов методом "выносного электрода", измерения потенциалов без омической составляющей различными методами, измерения градиентов потенциалов при включенной ЭХЗ, измерения и определение переходного сопротивления трубопровода, измерения приборами-искателями повреждений изоляции, измерения и регистрация изменения потенциалов во времени, измерения (контакт-

ным или бесконтактным способом) силы тока, текущего в трубопроводе, определение удельного сопротивления грунта и сопротивления растеканию тока заземлений и др. Для локализации дефектов покрытия и оценки защищенности возможно выполнение измерений по "интенсивной" технологии. В случае необходимости, монтируют временные (опытные) УКЗ и выполняют измерения при их включении. Виды и количество измерений определяется методикой обследования и согласуется с заказчиком обследования.

7.2.3.3 Оценка опасности коррозии в выявленных дефектах изоляции. Определение коррозионной агрессивности грунта и параметров защиты в выявленных дефектах проводят с помощью модулей, путем измерения естественных потенциалов и их градиентов при отключенной защите, регистрации силы и направления тока в системе "имитатор дефекта-грунт", оценки статистических параметров блуждающих токов. При принятии решения о методе оценки опасности, необходимо учитывать возможные причины коррозии: (от недозащиты или от регулярных отключений системы ЭХЗ) и на основании этого обосновать применение метода.

7.2.4. Оценка фактического состояния трубопровода в шурфах

7.2.4.1. После проведения электрометрических работ, для оценки фактического состояния защитного покрытия и тела трубы необходимо выполнить осмотр трубопровода в шурфах. Шурфование выполняют на участках, в которых по результатам измерений, предполагаются наиболее сильные коррозионные повреждения и в характерных участках трубопровода.

7.2.4.2 Количество шурфов при проведении обследования должно быть не менее 1 шурфа на 5 км. обследуемых магистральных и промысловых трубопроводов. При проведении шурфования определяют параметры приведенные в п.6.4.

7.2.4.3 По результатам шурфования составляют акты, включаемые в приложение отчета.

7.2.5 Анализ и обработка результатов

7.2.5.1 Путем сопоставления результатов электрометрии и данных шурфования, экстраполируют полученные результаты на другие участки и оценивают состояние всего обследованного участка трубопровода.

7.2.5.2 Оценка надежности и определение эксплуатационных возможностей существующей системы ЭХЗ. Надежность элементов системы ЭХЗ оценивают как по результатам анализа эксплуатационной документации, так и по фактической наработке системы в период проведения обследования.

7.2.5.3 Разработка прогноза состояния ЭХЗ и коррозионного состояния. Состояние системы ЭХЗ прогнозируется на срок 5 лет с учетом полученных параметров скорости старения изоляции и скорости износа анодных заземлений УКЗ. Коррозионное состояние прогнозируется с учетом разделов 8.4 и 8.5 настоящего Руководства.

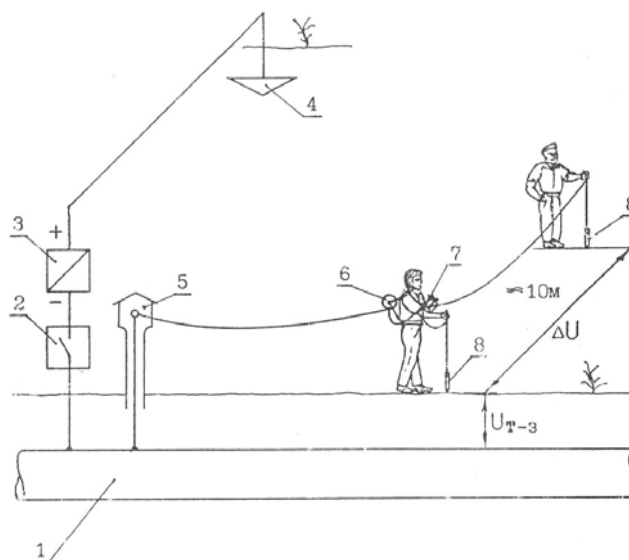
7.2.5.4 Разработка рекомендаций по эксплуатации (реконструкции) системы ЭХЗ газопровода. В рекомендациях приводят оптимальные режимы УКЗ, предложения по ремонту элементов системы ЭХЗ и средств контроля, рекомендации по установке КДП с соответствующими датчиками на участках ВКО и ПКО. Рекомендации разрабатывают с учетом результатов определения фактической защищенности при работе штатных и опытных УКЗ и прогноза старения изоляции, а также с учетом применения современных средств ЭХЗ и их контроля.

7.3 Технология обследований трубопроводов методами "интенсивных измерений"

7.3.1. Начиная с 70-х годов в мировой практике, при проведении обследований подземных трубопроводов широко применяются методы "интенсивных измерений" (ИМ). Этот метод реализуют с помощью аппаратуры фирм "Weilekes Elektronik", "Global Cathodic Protection", "Поиск-01" и др.

7.3.2. Суть метода "интенсивных измерений" сводится к измерениям с малым шагом потенциалов включения, потенциалов отключения и их градиентов ($U_{вкл}$; $U_{отк}$; $\Delta U_{вкл}$; $\Delta U_{отк}$) при фиксированных режимах работы УКЗ, влияющих на защиту обследуемого участка газопровода, и последующим алгебраическим манипуляциям с результатами этих измерений.

7.3.3. Измерения выполняют с определенным шагом (2÷5 м) вдоль трассы газопровода (рисунок 7.3.1); в каждой точке выполняют измерения величин указанных в предыдущем пункте. Результаты измерений и "привязка" точки, в которой выполнены измерения, заводят в память компьютера.



1 – трубопровод, 2 – прерыватель тока (синтакт), 3 – преобразователь, 4 – анодное заземление, 5 – контрольно-измерительный пункт, 6 – катушка с проводом, 7 – измерительный прибор, 8 – медно-сульфатный электрод

Рисунок 7.3.1 - Выполнение измерений методом интенсивных измерений

7.3.4 Результатом измерений являются: локализация дефектов защитного покрытия трубопровода и определение потенциалов отключения и потенциалов без омической составляющей в этих дефектах.

7.3.5 При проведении измерений, установки катодной защиты (УКЗ) синхронно отключают с заданным интервалом, с помощью специальных устройств - синтактов. На применяемые при проведении измерений синтакты предъявляются условия: величина прерываемого тока должна быть не менее $30 \div 50$ А, временной "разбег" синтактов должен быть не более $20 \div 40$ мсек. в сутки.

7.3.6 Методы "интенсивных измерений" созданы на западе для оценки состояния противокоррозионной защиты трубопроводов, имеющих качественные изоляционные покрытия ($10^4 \div 10^5$ Ом·м²). По этим требованиям даже единичный дефект покрытия является чрезвычайным и требует принятия конкретных мер по его ремонту или специальному контролю.

7.3.7 Методы "интенсивных измерений" позволяют локализовать единичные сквозные дефекты на фоне качественного изоляционного покрытия и оценивать защищенность трубопровода в этих дефектах. На трубопроводах с некачественным покрытием их результаты, как правило, только констатируют неудовлетворительное состояние изоляции.

7.3.8 Методы "интенсивных измерений" не дают количественных характеристик состояния изоляционных покрытий обследованных участков МГ. Особенно неэффективны ИМ на участках трубопроводов, подверженных влиянию блуждающих токов.

7.3.9 Корректная область применения методов "интенсивных измерений" - трубы с изоляцией, построенные с учетом требований нового ГОСТ Р 51164 и для этих труб ИМ является наиболее эффективным методом обследования.

7.3.10 Общие указания по проведению обследований ИМ аппаратурой приведены в Приложении.

8 МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МГ ПО ДАННЫМ ВТД

8.1 Критерии оценки коррозионной опасности участков магистрального газопровода

8.1.1 Согласно ГОСТ Р 51164 к участкам высокой коррозионной опасности относятся участки магистральных *трубопроводов*, расположенные между двумя сопряженными установками катодной защиты, на которых произошли коррозионные отказы (разрывы, свищи) или обнаружены коррозионные язвы и трещины глубиной свыше 15% толщины стенки трубы, а также участки, на которых скорость коррозии превышает 0,5 мм в год.

8.1.2 В Правилах технической эксплуатации магистральных газопроводов ВРД 39-1.10-006-2000* для магистральных *газопроводов* предусмотрены более высокие требования: к участкам высокой коррозионной опасности отнесены участки, на которых скорость коррозии превышает 0,3 мм в год. В таблице 8.1.1 приведены общие критерии выделения участков магистральных газопроводов высокой, повышенной и умеренной коррозионной опасности.

Таблица 8.1.1 - Общие критерии выделения участков магистрального газопровода высокой, повышенной и умеренной коррозионной опасности

Степень коррозионной опасности	Критерии оценки			
	основные			дополнительные
	коррозионные отказы	глубина коррозионных поражений, % от толщины стенки трубы	скорость коррозии, мм/год	
1	2	3	4	5
высокая (ВКО)	+	более 15	более 0,3	--
повышенная (ПКО)	-	5-15	0,1-0,3	участки МГ по: ГОСТ Р 51164-98, ВРД 39.1.10-006-2000* с учетом степени риска
умеренная (УКО)	-	менее 5	менее 0,1	--

8.1.3 Общие критерии содержат основные и дополнительные критерии. К основным относятся: коррозионные отказы, глубина коррозионных поражений и скорость коррозии. Критерий оценки по глубине коррозионных по-

ражений в процентах от толщины стенки трубы относится к трубопроводам с периодом эксплуатации, приближающимся к 30% амортизационного срока службы.

8.1.4 Необходимым и достаточным условием для отнесения любого участка магистрального газопровода к одной из трех степеней коррозионной опасности является удовлетворение хотя бы одному из трех указанных основных критериев.

8.1.5 Дополнительные критерии выделения участков повышенной коррозионной опасности регламентированы ГОСТ Р 51164-98 и Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов (ВРД 39.1.10-006-2000*).

8.1.6 Согласно ГОСТ Р 51164-98 к зонам *повышенной* коррозионной опасности относятся участки магистральных трубопроводов, на которых следует применять усиленный тип защитных покрытий, в том числе:

- в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодах, сорах и др.);
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения или орошения;
- на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги и на расстоянии в обе стороны от переходов по соответствующей нормативной документации;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлаков;
- на участках блуждающих токов источников постоянного тока;
- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта свыше 30°C;
- на территориях компрессорных, газораспределительных станций, а также установок комплексной подготовки газа и на расстоянии в обе стороны от них по соответствующей нормативной документации;
- на пересечениях с различными трубопроводами, включая по 350 м в обе стороны от места пересечения с применением покрытий заводского или базового нанесения в соответствии с нормативной документацией.

8.1.7 Согласно Правилам технической эксплуатации магистральных газопроводов к зонам *повышенной* коррозионной опасности отнесены, практически те же участки магистральных газопроводов, эксплуатируемые:

- в засоленных грунтах (солончаковых, солонцах, солодах, сорах, полях с минеральными удобрениями и др.);
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных грунтах, на участках перспективного обводнения или орошения;
- в зонах блуждающих токов источников постоянного тока;
- при температурах транспортируемого продукта 30°C и выше;
- на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги и на расстоянии в обе стороны от переходов, согласно нормативно-технической документации;
- в зонах промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлаков;

– на территориях компрессорных, газораспределительных и насосных станций, а также установок комплексной подготовки газа и на расстояниях в обе стороны от них, согласно нормативно-технической документации;

8.1.8 К участкам повышенной коррозионной опасности следует также относить пересечения газопроводов большого диаметра (от Ду 1000 мм) с мощными энергетическими системами: силовыми кабелями и воздушными линиями напряжением свыше 110 кВ.

8.1.9 Отнесение участков, указанных в ГОСТ Р 51164 и Правилах технической эксплуатации магистральных газопроводов, к зонам повышенной коррозионной опасности обосновано, исходя из требований обеспечения их промышленной безопасности, поскольку коррозионная составляющая является одной из основных в общей системе оценок риска снижения безопасности эксплуатации магистральных газопроводов.

8.1.10 Указанные участки фактически являются потенциально коррозионно-опасными. По существу они должны рассматриваться в качестве дополнительных критериев оценки и являются необходимыми, но не достаточными для определения реальной коррозионной опасности участков магистральных газопроводов.

8.1.11 Главная цель отнесения указанных участков магистральных газопроводов к участкам повышенной коррозионной опасности – обеспечение их первоочередного обследования для уточнения реальной коррозионной опасности методами внутритрубной дефектоскопии, комплексного электрометрического обследования и другими методами коррозионной диагностики и мониторинга.

8.1.12 Границы потенциально опасных участков повышенной коррозионной опасности до выполнения детальной коррозионной диагностики (внутритрубной дефектоскопией и др.) определяются:

- на участках эксплуатации газопроводов в условиях, регламентированных ГОСТ Р 51164 и ВРД 39.1.10-006-2000*, расстоянием между сопряженными установками катодной защиты, включающими эти участки газопроводов;
- в зонах пересечений газопроводов с различными трубопроводами, переходов под железными и автомобильными дорогами, а также подводных переходов, исходя из вероятности гибели людей при разрыве газопровода с возгоранием газа в соответствии с «Методическими указаниями по проведению анализа риска при проектировании и эксплуатации потенциально опасных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром» (рисунок 8.1.1).

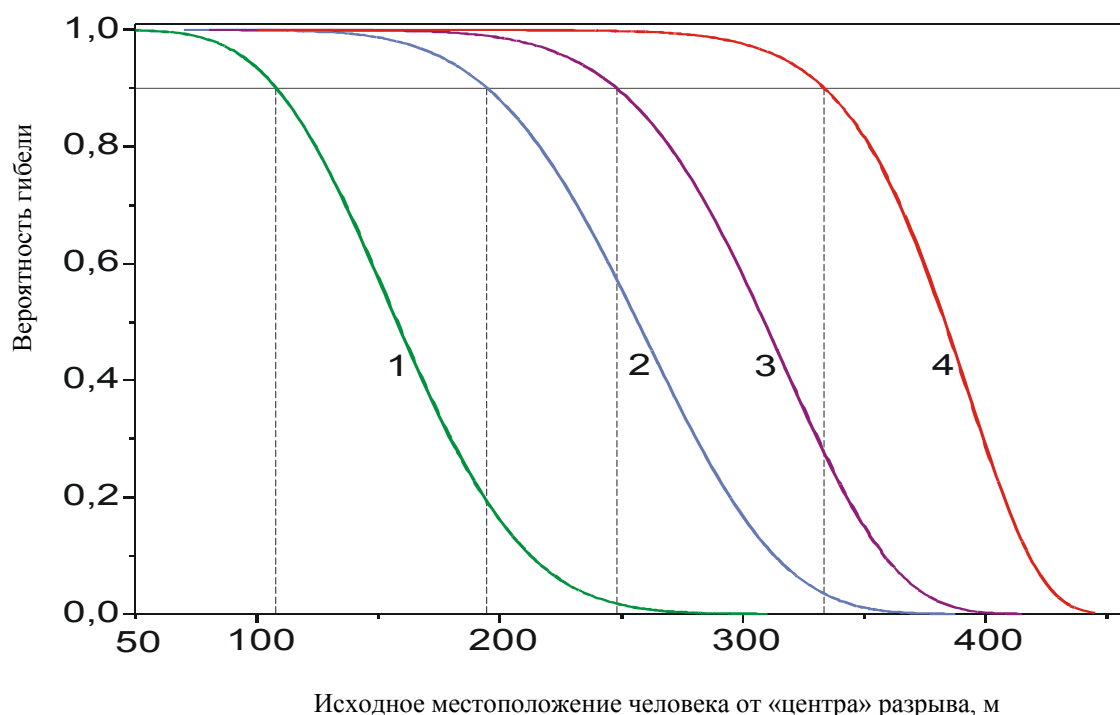


Рисунок 8.1.1. Вероятность гибели людей при разрывах газопроводов с возгоранием газа при покидании ими зоны опасности со скоростью 2,5 м/с.
(1, 2, 3 – D_y 700 мм; D_y 1000 мм, D_y 1200 мм; $P=5,5$ МПа;
4 – D_y 1400 мм; $P=7,5$ МПа)

8.1.13 В соответствии с рис.1 при вероятности 0,9 весьма опасное расстояние от места разрыва газопровода составляет: $X \pm 108$ м; $X \pm 193$ м; $X \pm 248$ м и $X \pm 333$ м. При этом зона поражения, определяющая протяженность участка ПКО равна 216 м ($D_y = 700$ мм), 386 м ($D_y = 1000$ мм), 490 м ($D_y = 1200$ мм) и 666 м ($D_y = 1400$ мм).

8.2 Принципы выделения коррозионно-опасных участков магистральных газопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии

8.2.1 По результатам пропусков снарядов-дефектоскопов оценивают интегральный показатель коррозионного состояния участков магистральных газопроводов по плотности коррозионных дефектов $\alpha_{кд}$:

$$\alpha_{кд} = \frac{N_{кд}}{L_{кд}}, \text{шт} / \text{км} \quad (30)$$

где: $N_{кд}$ – общее количество всех выявленных коррозионных дефектов любой глубины, шт;

$L_{кд}$ – суммарная длина контролируемых участков газопровода, км.

8.2.2 Интегральный показатель плотности коррозионных дефектов не учитывает неравномерности их распределения по длине газопровода и применяется для предварительной оценки коррозионного состояния магистральных газопроводов с обязательным указанием суммарной протяженности участков (в км), по которым он рассчитывается. В качестве примера рассчитаны плотности коррозионных дефектов для участков магистральных газопрово-

дов Магат-Северный Кавказ КС Артезиан – КС Червленая «Кавказтрансгаз» протяженностью 7 км (128-135км) $\alpha_{\text{кд}(7)} = 19,8$ и Пунга – Ухта – Грязовец III (Уренгой-Грязовец) КС Приполярная – КС-3 Вуктыл «Севергазпром» протяженностью 50 км (245-295км) составляет $\alpha_{\text{кд}(50)} = 18,32$

8.2.3 Интегральный показатель рекомендуется использовать в 3-х случаях: а) для ориентировочной укрупненной оценки коррозионного состояния различных магистральных газопроводов; б) для сопоставления предприятий по степени коррозионных поражений их газопроводов; в) для выявления коррозионных тенденций – путем анализа изменения показателя $\alpha_{\text{кд}}$ во времени при повторных и последующих пропусках снарядов – дефектоскопов. Например, по результатам дефектоскопии 9 тыс. км магистральных газопроводов было выявлено свыше 20 тыс. дефектов: $\alpha_{\text{кд}} = 2,9$ шт/км. Однако, при расчете распределения дефектов по предприятиям оказалось, что наибольшая плотность дефектов приходится на группу северного региона: ООО «Сургутгазпром» – 13, Тюментрансгаз – 5, Севергазпром – 4 дефекта на километр.

8.2.4 После определения интегрального показателя состояния магистрального газопровода выполняют дифференцированный анализ участков магистрального газопровода по глубине и интенсивности коррозионных повреждений:

- оценивают характер распределения коррозионных дефектов по длине газопровода;
- выделяют участки ВКО и ПКО коррозионной опасности;
- определяют показатели интенсивности коррозионных повреждений в пределах участков ВКО и ПКО;
- ранжируют выделенные участки по категориям коррозионной опасности.

8.2.5 Для всего контролируемого участка газопровода (от камеры запуска до камеры приема снаряда-дефектоскопа) рассчитывают коэффициент неравномерности плотности коррозионных повреждений β_n , который равен отношению суммарной длины неповрежденных коррозией участков к суммарной длине участков, имеющих повреждения (каверны и трещины), зарегистрированные внутритручным дефектоскопом:

$$\beta_n = l_n / l_n \quad (31)$$

где l_n – суммарная длина участков, неповрежденных коррозией, и l_n – суммарная длина участков, имеющих коррозионные повреждения в метрах.

8.2.6 Коэффициент β_n является одним из основных показателей при оценке фактической степени коррозионной опасности. Он определяет соотношение зон газопровода умеренной и повышенной (включая высокую) коррозионной опасности и характеризует масштаб распространения коррозионных поражений по длине газопровода. Например, при β_n равной 1 суммарная протяженность зон УКО составляет 50%, а при $\beta_n = 10$ она составляет 90%, следовательно, общая протяженность всех участков магистрального газопровода с коррозионными поражениями по длине газопровода не превышает

10%. При этом суммарная зона умеренной коррозионной опасности превышает 90 %.

8.2.7 Для разделения между собой и определения границ зон ВКО и ПКО выполняют анализ групп участков (или отдельных участков), которые не вошли в состав зон УКО, т.е. при $\beta_n < 10$ дальнейший коррозионный анализ проводят только для 10% протяженности проконтролированного участка магистрального газопровода.

8.2.8 Для каждой группы (или отдельного участка) в координатах глубина дефекта – расстояние строится диаграмма распределения дефектов вдоль газопровода (рисунок 8.2.1).

8.2.9 По оси Y размечают верхние и нижние границы глубины дефек-

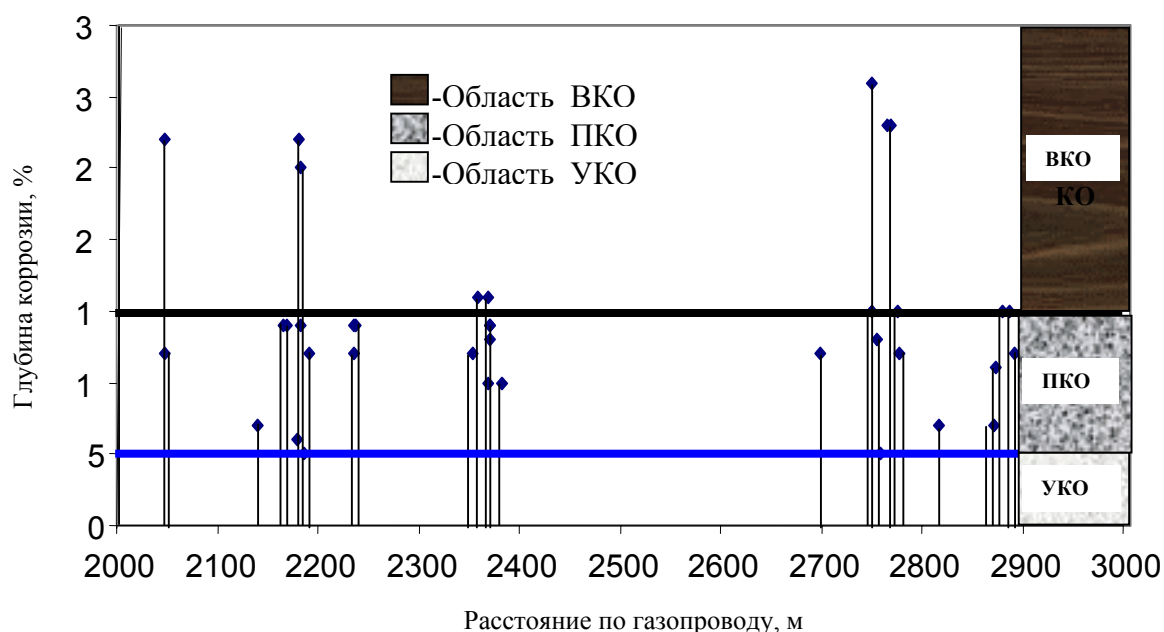


Рисунок 8.2.1. Участок магистрального газопровода Магат – Северный Кавказ, км 728-735

тов, повышенной коррозионной опасности (ПКО), определенные в соответствии с основными критериями оценки степени коррозионной опасности.

8.2.10 Все дефекты, лежащие выше верхней границы, относят к дефектам высокой, а ниже нижней границы – умеренной коррозионной опасности.

8.2.11 Многофакторность коррозионных процессов является одной из причин неравномерности и высокой избирательности развития коррозионных повреждений на электрохимически гетерогенной поверхности газопровода. На рисунке 8.2.2 представлены основные группы факторов, определяющих кинетику развития коррозионных процессов магистральных газопроводов и характеризующие работу коррозионной системы металл-покрытие-грунт.

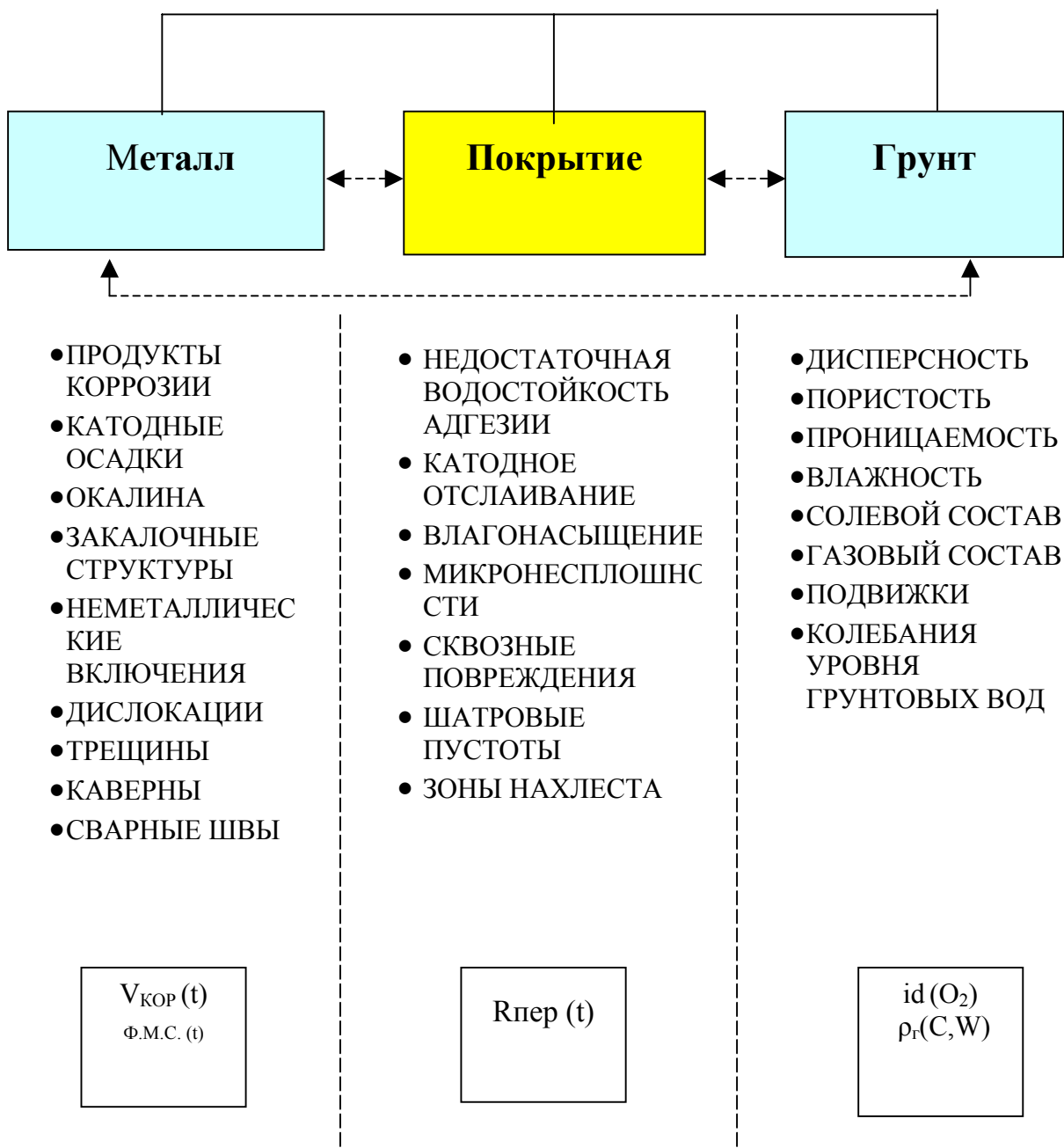


Рисунок 8.2.2. Система металл-покрытие-грунт

8.2.12 Случайность проявления многих факторов и неопределенность результатов их взаимодействия приводят к стохастичности распределения коррозионных дефектов на поверхности трубопровода. Поэтому, практически на любом коррозионном участке встречаются дефекты с различной глубиной коррозионных поражений.

8.2.13 Исходя из возможностей реализации наихудшего варианта в развитии коррозии, границы участков ВКО и ПКО следует устанавливать на предельный случай вероятности возникновения поражений близких по глубине к уже фактически реализованным на этих участках газопровода. Таким образом, если на ограниченных (допустим 100 м) отрезках газопровода выяв-

лено несколько (более 2-х) коррозионных поражений, классифицируемых как ВКО или ПКО, то это позволяет определять границы участков ВКО или ПКО, исходя из возможности появления коррозионных поражений с аналогичными скоростями коррозии в промежутке между уже зафиксированными на данном участке максимальными дефектами.

8.2.14 Исходя из этого принципа границы участков ВКО целесообразно определять как расстояние между сопряженными дефектами ВКО плюс 50% расстояния между ними в каждую сторону от этих повреждений. При этом несущественно, что между и рядом с дефектами ВКО находятся дефекты ПКО и УКО.

8.2.15 При одиночных дефектах ВКО (ПКО) или при расстояниях между ближайшими дефектами, превышающими 100 м, границы участков определяются, исходя из интенсивности распределения коррозионных поражений по длине газопровода в зонах этих дефектов. При этом максимальная протяженность участка не должна превышать 100 метров: координата дефекта ± 50 м.

8.2.16 Определение границ участков ВКО и ПКО необходимо для:

- корректировки регламентного обслуживания, в частности, усиления регламента контроля поляризационного потенциала на участках ВКО и его ослабления на участках УКО;
- выбора мест установки контрольно-диагностических пунктов для контроля за скоростью коррозии и прогноза опасности коррозии в характерных зонах газопроводов;
- уточнения очередности и объемов обследований и ремонтов защитного покрытия газопроводов;
- выбора мест для периодического контроля скорости фактической коррозии зон ВКО и ПКО инструментальным обследованием газопроводов в шурфах, по результатам ВТД, стационарного и/или мобильного коррозионного мониторинга.

8.3 Методика уточнения границ участков ВКО и ПКО по критериям глубины и интенсивности коррозионных поражений

8.3.1 Показатель интенсивности коррозионных поражений определяют для *локального* участка газопровода, из выражения

$$\gamma_a = \frac{n}{a}, \text{шт} / \text{м} \quad (32)$$

где γ_a – плотность распределения коррозионных дефектов по длине локального участка a , шт/м;

n – общее количество коррозионных дефектов ВКО, ПКО и УКО на участке a ;

a – длина локального участка ВКО или ПКО, м

8.3.2 При обработке данных внутритрубной дефектоскопии за единицу длины локального участка удобно принимать величину, равную 100 м, что позволяет определять γ_{100} для каждого пикета магистрального газопровода.

8.3.3 После расчета интенсивности коррозионных поражений γ_{100} определяют качественный показатель интенсивности коррозионных поражений по пикетам контролируемого участка газопровода.

8.3.4 Предусмотрено ранжирование участков газопровода по трем уровням интенсивности коррозионных поражений: большая, средняя, небольшая (таблица 8.3.1).

Таблица 8.3.1 - Шкала и качественная характеристика интенсивности коррозионных поражений газопроводов

Параметр интенсивности коррозионных поражений γ_{100} , шт/100 м	Интенсивность коррозионных поражений участка (пикета) газопровода
более 10	большая
3-10	средняя
менее 3	небольшая

8.3.5 После выделения участков ВКО и ПКО по глубине поражений и уточнения их границ по интенсивности коррозионных поражений в ряде случаев необходимо дифференцировать участки по трем категориям коррозионной опасности.

8.3.6 К участкам первой категории коррозионной опасности относят участки магистральных газопроводов, на которых произошли коррозионные отказы (в радиусе ± 250 от зоны отказа), а также участки ВКО, с высокой интенсивностью коррозионных поражений.

8.3.7 К участкам второй категории коррозионной опасности относят участки ВКО, со средней интенсивностью коррозионных поражений, а также участки ПКО с высокой интенсивностью коррозионных поражений.

8.3.8 К участкам третьей категории коррозионной опасности относят участки ВКО с невысокой и участки ПКО со средней интенсивностью коррозионных поражений.

8.3.9 Таким образом, категоричность участка является комплексным показателем коррозионной опасности, включающим оценку степени коррозионных поражений по глубине и по протяженности газопроводов.

8.3.10 Введение понятия категоричности участков коррозионной опасности необходимо прежде всего для выделения *приоритетных* участков, а также для определения *очередности* работ при осуществлении коррозионного мониторинга, разработке мер по повышению эффективности систем ЭХЗ и планирования ремонтов и реконструкции газопроводов (таблица 8.3.2).

Таблица 8.3.2 - Общая характеристика категорийности участков газопроводов и мер защиты

Категория опасности	Коррозионная характеристика участка газопровода	Защитные мероприятия			
		очередность ремонта изоляции	регламент обслуживания	электрохимическая защита	коррозионный мониторинг
первая	-отказы (разрывы), свищи -участки ВКО с высокой интенсивностью поражения	первая	усиленный	усиленная	обязательный
вторая	-участки ВКО со средней интенсивностью поражений -участки ПКО с высокой интенсивностью поражения	вторая	нормальный	без изменений	рекомендуется
третья	-участки ВКО с невысокой интенсивностью -участки ПКО с высокой интенсивностью поражения	третья	нормальный	без изменений	выборочный

8.4 Методика долгосрочного прогноза коррозионного состояния участков МГ

8.4.1 На первом этапе, по результатам ВТД с контрольной шурфовкой выявляют участки высокой и повышенной коррозионной опасности согласно критериям и таблицей 8.1.1 и по п.8.2.8. и 8.2.9.

8.4.2 Для каждого отдельного участка ВКО или ПКО определяют усредненные глубины коррозионных поражений, например:

$$h_{\text{ВКО}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n h_{k,q}, \text{ мм} \quad (33)$$

где $h_{k,q}$ - глубина коррозионного поражения одного i -го дефекта, отнесенного к уровню высокой коррозионной опасности, мм,
 n – общее количество коррозионных дефектов на данном участке ВКО, относящихся по уровню к ВКО, шт.

8.4.3 По усредненным глубинам $h_{\text{ВКО}}$ рассчитывают усредненную скорость, характеризующую динамику коррозии дефектов в данной группе коррозионной опасности:

$$V_{ВКО} = \frac{h_{ВКО}}{\tau}, \text{мм/год} \quad (34)$$

где τ - время от момента укладки газопровода до пропуска снаряда-дефектоскопа с точностью до 0,1 года, лет

8.4.4 Определяется критическая глубина коррозионного дефекта для труб с толщиной стенки δ_m по табл. 1 "Инструкции по отбраковке и ремонту труб линейной части МГ". ВСН ЗУ-1.10-009-2002

$$h_{кр} = \delta_m \cdot 0,65, \text{мм} \quad (35)$$

8.4.5 Рассчитывают время $t_{кр}$ до образования усредненного критического дефекта данного участка, например, для ВКО

$$t_{кр} = \frac{\Delta h}{V_{ВКО}}, \text{лет} \quad (36)$$

где $\Delta h = h_{кр} - h_{ВКО}$

8.4.6 Время до образования критического дефекта $h_{кр}$ характеризует усредненный период эксплуатации участка газопровода до его ремонта, независимо от площади коррозионного поражения.

8.4.7 Усредненный параметр $t_{кр}$ рассчитывается для групп участков однородной степени коррозионной опасности, например, ВКО или ПКО и может использоваться для прогнозирования максимальных объемов ремонта участков газопроводов, пораженных коррозией.

8.4.8 Пример расчета: на участке магистрального газопровода протяженностью 100 км выполнена ВТД, которая выявила 2 участка ВКО и 7 участков ПКО. Толщина стенки труб – 18 мм, время эксплуатации 8 лет, длина участков ВКО: 250 и 690 м, ПКО: 1200, 300, 190, 75, 1650, 720, 820 м. Необходимо определить максимальное время до ремонта участков ВКО и ПКО.

По данным ВТД рассчитываем усредненную глубину представительного коррозионного дефекта участков ВКО и ПКО. Допустим, что $h_{ВКО}$ равна 4,0 и 5,5 мм ; $h_{ПКО}$: 1,6; 1,2; 1,7; 1,6; 1,8; 1,2; 1,2 мм

Средние скорости роста представительных дефектов участков ВКО и ПКО:

$$\frac{4}{8} = 0,50 \text{мм/год}; \frac{5,5}{8} = 0,68 \text{мм/год} \quad (\text{ВКО})$$

$$\frac{1,6}{8} = 0,20 \text{мм/год}; \frac{1,2}{8} = 0,15 \text{мм/год}; \frac{1,7}{8} = 0,21 \text{мм/год}; \frac{1,8}{8} = 0,23 \text{мм/год} \quad (\text{ПКО})$$

Критическая глубина усредненного дефекта для $\sigma_m = 18 \text{мм}$ равна :
 $h_{кр} = 18 \cdot 0,65 = 11,7 \text{мм}$

Время до образования критического дефекта $t_{кр}$ участков ВКО и ПКО равно;
 $\frac{7,7}{0,5} = 15,4 \text{года}; t_{крВКО} : \frac{6,2}{0,68} = 9,12 \text{лет}; \quad (\text{ВКО})$

$$\frac{10,1}{0,2} = 50,5 \text{лет}; \frac{10,5}{0,15} = 70,0 \text{лет}; \frac{10}{0,21} = 47,6 \text{лет}; \frac{9,9}{0,23} = 43,0 \text{года} \quad (\text{ПКО})$$

Ориентировочный прогнозируемый максимально удаленный период выполнения ремонтов участков ВКО протяженностью 870 м составит:

$$t_{\text{рем.ВКО}} = \frac{15,4 + 9,12}{2} = \frac{24,52}{2} \approx 12 \text{ лет}.$$

Для участков ПКО протяженностью 4955 м он составляет:

$$t_{\text{ремПКО}} = \frac{50,5 + 70,0 + 47,6 + 50,5 + 43,0 + 70,0 + 70,0}{7} = \frac{401,6}{7} \approx 55 \text{ лет}$$

8.4.9 Ближайшие сроки и объемы ремонтов для участков опасности первой категории ориентировочно могут рассчитываться по максимальным скоростям коррозионных поражений. Однако следует учитывать, что практическая ценность таких расчетов невелика, поскольку коррозионные отказы, имеющие максимальную скорость коррозии, по данным статистики не превышают 10% от основного массива отказов, определяемых средними скоростями коррозии, кроме того, как правило, все максимальные коррозионные дефекты удаляются не позднее, чем через несколько месяцев после пропуска снаряда дефектоскопа.

8.4.10 Долгосрочный прогноз коррозионного состояния участков газопроводов необходимо использовать для выбора характерных точек наблюдения за динамикой коррозии в системах стационарного и мобильного коррозионного мониторинга и коррекции регламента контроля параметров коррозии и защиты газопроводов от различных видов коррозии.

8.4.11 Результаты долгосрочных прогнозов рекомендуется использовать при выполнении детального прогноза коррозионного состояния магистральных газопроводов.

8.5 Методические указания по составлению детального прогноза коррозионного состояния подземных магистральных трубопроводов*

8.5.1 Составление прогноза коррозионного состояния сооружения - наиболее сложный этап в работе инженера по защите от коррозии.

8.5.2 Для составления прогноза коррозионного состояния необходимо иметь фактические данные по коррозионным повреждениям, выявленным в результате шурфований, внутритрубной дефектоскопии, зафиксированным свищам и разрывам.

8.5.3 Процессы почвенной коррозии стальных сооружений, не обеспеченных катодной защитой могут иметь, в ряде случаев, затухающий во времени характер. Скорость затухания коррозии зависит от физико-химических свойств грунта. Прогнозирование коррозии осуществляют по соответствующим функциональным зависимостям по результатам контрольных измерений с отрицательной второй производной по времени.

8.5.4 При наличии стабильной во времени катодной защиты, остаточная скорость коррозии определяют степенью защиты и должна быть близкой к нулю.

8.5.5 Регистрируемые коррозионные поражения катодно-защищенных магистральных газопроводов могут вызываться нестабильной катодной по-

* Настоящие Методические указания разработаны с учетом разработок АО "ВНИИСТ".

ляризацей во времени, или особыми видами коррозии, развивающейся под отслоившимся покрытием.

8.5.6 Поскольку получение достоверных данных об изменении скорости во времени весьма затруднительно, то для упрощенного прогноза следует принять линейный, во времени, характер изменения показателей коррозии магистральных газопроводов, т.е. постоянную во времени скорость коррозии. По мере уточнения изменений скорости коррозии во времени при коррозионном прогнозе можно использовать уточненную скорость коррозии.

8.5.7 Скорость коррозии может уточняться по результатам повторного пропуска дефектоскопа или с применением индикаторов коррозии различных типов (ДК-1ц, ДК-1п, ВИК-1 и т.п.).

8.5.8 Целью коррозионного прогноза является оценка времени, в течение которого участок газопровода может эксплуатироваться без проведения детальных обследований и/или ремонта.

8.5.9 Основными задачами коррозионного прогноза являются:

- определение приоритетных участков для проведения внутритрубной дефектоскопии и электрометрического обследования
- оценка опасности на 3-5 лет коррозионных дефектов, выявленных при предыдущих обследованиях и не подвергнутых ремонту.

8.5.10 Исходными данными для коррозионного прогноза участков газопровода являются параметры коррозионных дефектов выявленных при проведении обследования внутритрубами дефектоскопами и комплексных обследований.

8.5.11 Коррозионный прогноз выполняют для участков газопровода отдельно по ниткам от КС до КС. В некоторых случаях целесообразно проведение более детального прогноза по участкам от УКЗ до УКЗ. Результаты прогноза представляют в виде таблиц, схем трубопроводов и пояснительной записки.

8.5.12 Определение приоритетных участков для проведения обследований.

8.5.12.1 Участки для проведения обследований выбирают исходя из следующих факторов:

- степень коррозионной опасности участков МГ (ВКО, ПКО, УКО);
- степень ответственности участка МГ (число ниток);
- время после последних обследований;
- реализация рекомендаций предыдущих обследований;
- оценка состояния изоляционного покрытия участка;
- оценка стабильности ЭХЗ участка (защищенность во времени);
- основные виды коррозионных повреждений (коррозия в сквозных дефектах изоляции, коррозия под отслоившимся покрытием, КРН);
- отказы по коррозионным причинам (свищи, разрывы после последних обследований).

8.5.12.2 Приоритетные участки для обследований определяют по сумме баллов приведенных в таблице 8.5.1

Таблица 8.5.1

Фактор		Балл
Степень коррозионной опасности участков МГ	ВКО	5
	ПКО,	3
	УКО	2
Степень ответственности участка МГ (число ниток)	Одна	7
	2 и более	3
Время после последних обследований, лет	Более 10	7
	От 5 до 10	3
	Менее 5	0
Реализация рекомендаций предыдущих обследований;	Все	1
	Более 80%	3
	Менее 80%	6
Оценка состояния изоляционного покрытия участка;	Неуд.	10
	Удовлетв.	7
	Хорошее	3
	Отличное	1
Оценка стабильности ЭХЗ участка (защищенность во времени, %)	Более 95	1
	80-95	3
	менее 80	6
Основные типы коррозионных повреждений	В сквозных дефектах ИП (тип «А»)	2
	Под отслоившимся покрытием (тип «Б»)	8
Отказы по коррозионным причинам (свищи, разрывы после последних обследований).	Есть	8
	Нет	2

8.5.12.3 Вид обследования выбирают в зависимости от вида коррозионных повреждений участка МГ. При коррозии в сквозных дефектах изоляции, предпочтительным является проведение электрометрических обследований. Если же на участке превалирует коррозия под отслоившимся покрытием или КРН, то для получения достоверной информации о техническом состоянии трубы необходимо проведение ВТД.

8.5.12.4 Вид коррозии определяют по результатам предыдущей ВТД подтвержденным шурфованием. Коррозия под отслоившимся покрытием проявляется, как правило, в виде протяженных продольных язв или трещин, расположенных в нижней трети трубы в сильноувлажненных грунтах.

8.5.13 Оценка опасности коррозионных дефектов, выявленных при предыдущих обследованиях и не подвергнутых ремонту.

8.5.13.1 Исходные данные.

Данные о выявленных коррозионных поражениях на газопроводе сводятся в таблицу 8.5.2.

Таблица 8.5.2

Коррозионные поражения на участке _____ км _____ км
газопровода _____

Местоположение поражения, км+м	Дата обнаружения, м.г.	Дата засыпки участка, м.г.	Толщина стенки, мм	Скорость коррозии, мм/год
1	2	3	4	5

8.5.13.2 На каждое коррозионное повреждение внешней поверхности трубы (коррозионные язвы, питтинги, трещины) газопровода, составляют паспорт по форме таблицы 8.2.3

Таблица 8.2.3 - Паспорт коррозионного поражения

№ пп	Наименование параметра	Единица измерения	Величина параметра	Примечание
1	Месторасположение коррозионного дефекта	км+м		
2	Причина вскрытия газопровода	-		
3	Дата обнаружения	Дд., мм., гг		
4	Дата окончания строительства участка газопровода	Дд., мм., гг		
5	Длительность эксплуатации участка трубопровода	Годы		
6	Номинальная толщина стенки трубы	мм		
7	Местоположение поражения на трубе ¹⁾	-		
8	Глубина поражения ¹⁾	мм		
9	Длина поражения ¹⁾	мм		
10	Площадь поражения	мм ²		
11	Удельное электрическое сопротивление грунта	Ом.м		
12	Состояние изоляции в месте коррозионного повреждения:			
	– Сплошность изоляции ²⁾			
	– Адгезия ³⁾			
13	Гранулометрический состав грунтов	-		
14	Уровень грунтовых вод	-		
15	Разность потенциалов труба-земля/ поляризационный потенциал:	В		
	по измерениям на ближайших КИП:			
	–км.....м			
	–км.....м			
	по измерениям в месте повреждения	В		
16	Сила тока через вспомогательный электрод площадью ... см ²	А		

17	Характеристика поля блуждающих токов:			
	• анодная разность потенциалов:	В		
	- максимальная	В		
	- средняя	В		
	- длительность	ч/сутки		
	• разность потенциалов труба-земля (переменный ток)			
18	Метод выявления ⁴⁾			

Примечания к таблице 8.5.3:

1) при наличии нескольких поражений к акту прилагают схему их расположения на трубе и указывают особенности каждого поражения (состояние изоляции, литологический состав грунта и др.);

2) указывают форму и площадь обнаруженных сквозных дефектов в изоляции;

3) величину адгезии указывают в единицах измерения по ГОСТ Р 51164 для соответствующего типа изоляции. Дополнительно приводят описание гофр и площадь отслаивания изоляцию;

4) методы выявления: внутритрубная дефектоскопия, шурфовка в местах: «провала» потенциала, возможного дефекта в изоляции по данным измерения градиента напряжения или искателем повреждений, вскрытие трубопровода по иным причинам.

8.5.13.3 Данные обо всех коррозионных поражениях газопровода сводят в таблицу 8.5.4.

Таблица 8.5.4 - Коррозионные поражения газопровода
и результаты прогноза их перехода в опасные

Место поражения, км,м	Дата обнаружения, мм.гг	Время коррозии, лет	Факторы коррозии	Глубина поражения, мм	Длина поражения, мм	Скорость коррозии, мм/год	Прогноз даты появления опасного дефекта, мм.гг	Меры по устранению
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечания к таблице 8.5.4:

1) графа 4 может быть разбита на несколько граф по числу факторов коррозии (удельное электрическое сопротивление грунта, состояние изоляции, литологический состав грунтов, уровень грунтовых вод и другие, указанные в таблице);

2) графа 8 заполняют по результатам расчетов, приведенных ниже.

8.5.13.4 Оценка коррозионного состояния диагностируемого участка газопровода проводят для следующих состояний трубопровода:

- наличие коррозионных поражений глубиной более 0,5 мм;
- в зоне действия блуждающих токов источников постоянного тока;
- отсутствие глубоких коррозионных поражений (как правило, трубопроводы с небольшим сроком эксплуатации).

8.5.14 Оценка коррозионного состояния диагностируемого участка газопровода при наличии глубоких коррозионных поражений.

8.5.14.1 Коррозионное поражение становится опасным тогда, когда выполняется условие:

$$\sigma_f < 0,95 \sigma_{0,2} \quad (37)$$

где σ_f - кольцевые разрушающие напряжения в трубе с коррозионным дефектом, размеры которого равны измеренным и приведенным в таблице 8.5.3 или прогнозируемым по методике, приведенной ниже.

$\sigma_{0,2}$ - нормативный предел текучести трубной стали (определяют по техническим условиям на трубы, кГ/см²).

8.5.14.2 Кольцевые разрушающие напряжения в трубе с коррозионным дефектом определяют в соответствии с «Методикой определения опасности повреждений стенки труб магистральных трубопроводов по данным обследования внутритручными дефектоскопами» для дефекта типа «потеря металла» по формуле:

$$\sigma_f = \frac{\sigma_s}{1,15 \cdot n_2} \left[\frac{1 - \frac{A_d}{A_o}}{1 - \frac{A_d}{A_o \cdot \sqrt{A^2 + 1}}} \right] \quad (38)$$

где $A_o = L_d \cdot \delta_m$

L_d - длина коррозионного повреждения, мм;

δ_m - нормативная толщина стенки трубы, мм;

n_2 - коэффициент, учитывающий опасность последствий разрушения труб диаметром 1220 мм:

$n_2 = 1$ при $A \leq 4$;

$n_2 = 1,05$ при $A > 4$;

A_d - площадь сечения коррозионного повреждения, мм² (определяют в соответствии с требованиями вышеуказанной методики);

A - относительная длина коррозионного повреждения определяют из выражения:

$$A = \frac{0,897 \cdot L_d}{\sqrt{\delta_m \cdot D_m}} \quad (39)$$

8.5.14.3 Расчет значения σ_f проводят для каждого коррозионного повреждения внешней поверхности трубопровода (см. примечание 1 к п. 8.5.13.3).

8.5.14.4 Последовательность определения опасных коррозионных поражений во времени по результатам внутритрубной дефектоскопии и/или шурфовки трубопровода следующая:

- разбивают обследованный участок на отрезки длиной 100 м.
- на каждом отрезке выявляют наиболее крупные коррозионные поражения (не более 10).
- определяют скорость коррозии (мм/год) на j – том отрезке для каждого (k -того) выделенного повреждения по выражению:

$$V_{K \cdot jk} = \frac{\delta_{K \cdot jk}}{t_{K \cdot j}} \quad (40)$$

где $\delta_{R \cdot jk}$ - глубина коррозионного k -того поражения j -того отрезка трубы, мм;

$t_{K \cdot j}$ - время коррозии данного отрезка трубы, годы. (Это время равно времени нахождения трубопровода в агрессивной среде, то есть с момента засыпки трубопровода грунтом до момента обнаружения коррозионного поражения).

- определяют глубину каждого k -того коррозионного поражения на j -том отрезке как функцию будущего периода эксплуатации $\delta_{K \cdot jk}(t)$ по выражению:

$$\delta_{K \cdot jk}(t) = \delta_{K \cdot jk}(t=0) + V_{K \cdot jk} \cdot t \quad (41)$$

где t - будущий период времени эксплуатации, начинающийся с момента обнаружения повреждения, годы;

$\delta_{K \cdot jk}(t=0)$ - глубина k -того коррозионного поражения на j -том отрезке трубопровода в момент обнаружения ($t=0$).

- определяют длину k -того коррозионного поражения на j -том отрезке трубопровода $L_{d \cdot jk}(t)$ как функцию будущего периода эксплуатации t :

$$L_{d \cdot jk}(t) = L_{d \cdot jk}(t=0) \cdot \frac{\delta_{K \cdot jk}(t)}{\delta_{K \cdot jk}(t=0)} \quad (42)$$

где $L_{d \cdot jk}(t=0)$ - длина k -того коррозионного поражения на j -том отрезке трубопровода на момент обнаружения, мм;

$\delta_{K \cdot jk}(t=0)$ - глубина поражения на момент обнаружения, мм;

$\delta_{K \cdot jk}(t)$ - прогнозируемая глубина поражения на момент t , определяемая по выражению (41), мм.

- определяют прогнозируемую относительную длину коррозионного повреждения $A_{jk}(t)$ по выражению (8.5.3) с постановкой вместо L_d значения $L_{d \cdot jk}(t)$, полученного по формуле (8.5.5).
- рассчитывают прогнозируемую площадь сечения каждого коррозионного дефекта (поражения) $A_{d \cdot jk}(t)$ на момент времени t по формуле:

$$A_{d \cdot jk}(t) = A_{d \cdot jk}(t=0) \cdot \frac{L_{d \cdot jk}(t) \cdot \delta_{R \cdot jk}(t)}{L_{d \cdot jk}(t=0) \cdot \delta_{K \cdot jk}(t=0)} \quad (43)$$

- определяют кольцевые разрушающие напряжения в трубе с коррозионным дефектом по формуле (8.5.2) для различных значений t с постановкой полученных значений $A_{d \cdot jk}(t), L_{d \cdot jk}(t), A_{jk}(t)$ при неизменяемых значениях A_0 , соответствующих измеренным значениям длины и глубины рассматриваемого коррозионного поражения.
- сравнивают полученное значение $\sigma_f(t)$ для заданного t по формуле (8.5.1) пункта 8.5.14.1. Если условие (8.5.1) не выполняется, расчет проводят с увеличением времени t до наступления момента, когда дефект (поражение) станет опасным. Значение t определяют с точностью до десятых долей года.
- вычисляют прогнозируемое время возникновения опасного дефекта $t_{jgfc / jk}$ по формуле:

$$t_{onac \cdot jk} = t_{K \cdot j} + t_{on \cdot jk} \quad (44)$$

где $t_{on \cdot jk}$ - прогнозируемое время перехода поражения k - того коррозионного поражения на j -том отрезке трубопровода в состояние опасного поражения по расчетам по вышеприведенной методике.

- результаты расчетов прогнозного времени возникновения опасного дефекта t_{onac} заносят в графу 8 таблицы 8.5.4.
- по данным таблицы 8.5.4 (графа 8) определяют прогнозируемое количество коррозионных отказов на данном участке по годам.

Примечания:

- если отрезок трубопровода подвергался ремонту по результатам внутритрубной дефектоскопии с устранением выявленных повреждений, то данные дефекты исключают из обработки по п.п. 8.5.14.1-4.
- если данные о коррозионных поражениях получены по данным шурфовки (без проведения внутритрубной дефектоскопии), то величина скорости коррозии выявленных поражений должна быть увеличена в полтора раза.
- скорость коррозии на обследуемом участке может быть уточнена с помощью датчиков коррозионного мониторинга типа ДК-1п или ДК-1ц.

8.5.14.5 Все опасные коррозионные поражения, прогнозируемое время возникновения которых $t_{on \cdot jk} < 2$ лет, подлежат первоочередному обследованию. Участки трубопровода с коррозионными поражениями, выявленными внутритрубной дефектоскопией, необходимо обследовать с целью определения состояния изоляции и положения места, пораженного коррозией, а именно: в сквозном дефекте изоляции или под отслоенным покрытием. При наличии сквозных дефектов в изоляции следует установить нормируемый уровень электрохимической защиты и разработать мероприятия ее по усилению и/или ремонту изоляции. Для облегчения анализа причин коррозионных поражений трубопровода необходимо составить таблицу 8.5.5 на основании данных о коррозионной опасности, состоянии и электрохимической защиты.

Таблица 8.5.5 – Сводные данные о коррозионном состоянии трубопровода, состоянии изоляционного покрытия и электрохимической защиты

Участок, км, м		Коррозионные поражения			Состояние изоляции				
На- чало	Ко- нец	Коли- Чест- во	Ско- рость корро- зии, мм/год	Время опасного дефекта, год	Адге- зия	Сопро- тивле- ние, Ом.м ²	Норма сопро- тивле- ния, Ом.м ²	Де- фек- ты	Срок пере- изоляция, год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение таблицы 8.5.5

Состояние ЭХЗ						Нали- чие блуж- дающих токов	Реко- мендуе- мые ме- роприя- тия
Задержка ввода	Пере- рывы в работе ЭХЗ	Прова- лы по- тенциа- ла, В	Растоя- ние, б/р	Разность потенциа- лов, В, ми- нус	Поляриза- ционный потенциал, В, минус		
11	12	13	14	15	16	17	18

Примечания к таблице 8.5.5:

- 1) в графе 3 указывают количество опасных поражений и в скобках – общее количество поражений;
- 2) в графе 4 указывают максимальную величину скорости коррозии;
- 3) графу 5 заполняют в соответствии с результатами расчета времени становления данного коррозионного поражения опасным;
- 4) в графе 6 адгезию характеризуют теми показателями, которые содержатся в таблице 1.6.2;
- 5) в графе 7 указывают величину сопротивления изоляции (в Ом.м²), рассчитанную по алгоритму 2;
- 6) в графе 8 указывают нормативное сопротивление изоляции (в Ом.м²) с учетом изменения его со временем на момент заполнения таблицы;
- 7) в графе 9 приводят количество сквозных дефектов, выявленных при обследовании этого участка трубопровода методом градиента напряжения (искателем повреждений) в относительных единицах: шт./100 м трубопровода;
- 8) в графе 10 указывают оптимальный срок переизоляции данного участка;
- 9) в графе 11 указывают величину периода времени задержки ввода в эксплуатацию средств ЭХЗ на данном участке (разность дат ввода в эксплуатацию средств ЭХЗ и укладки трубопровода в траншею);
- 10) в графе 12 указывают время (годы), в течение которого средства ЭХЗ не работали;
- 11) в графе 13 указывают координату и (в скобках) величину «провала» потенциала по данным измерений методом выносного электрода (в В);

- 12) в графе 14 приводят отношение расстояния середины данного участка от ближайшей УКЗ к длине плеча защитной зоны (б/р);
- 13) в графе 15 указывают значение разности потенциалов труба-земля на данном участке;
- 14) в графе 16 указывают значение поляризационного потенциала, измеренного на данном участке;
- 15) в графе 17 указывают наличие блуждающих токов (источников переменного или постоянного тока);
- 16) в графе 18 указывают рекомендуемые мероприятия.

8.5.14.5 При создании банка данных об опасной коррозии необходимо выделить в отдельную группу случаи коррозии под отслоившимся покрытием. Этот банк данных может быть сформулирован по форме таблицы 8.1.5.

8.5.15 Определение опасности коррозии диагностируемого участка газопровода в зоне блуждающих токов.

8.5.15.1 Опасность коррозии участка газопровода, находящегося в зоне действия блуждающих токов источников постоянного тока, устанавливают по данным измерения силы тока через вспомогательный электрод - имитатор дефекта покрытия.

8.5.15.2 Опасность коррозии – вероятную скорость коррозии $V_{\text{бл}}$ определяют из выражения:

$$V_{\text{бл}} = \frac{1,17 \cdot Y_{\text{вс.ср}} \cdot t_a}{t_{\text{изм}} \cdot S_{\text{вс}}}, \text{ мм/год} \quad (45)$$

где $Y_{\text{вс.ср}}$ - средняя сила анодного тока через вспомогательный электрод, А;

t_a - длительность периода анодного тока, ч;

$t_{\text{изм}}$ - длительность периода измерений, ч;

$S_{\text{вс}}$ - площадь вспомогательного электрода, м².

8.5.15.3 Вероятная глубина коррозионного поражения трубы равна:

$$\delta_K(t) = V_{\text{бл}} \cdot t_K \quad (46)$$

где t_K - время коррозии, годы.

Вероятная глубина поражения рассчитывают на следующие моменты времени:

- на момент выполнения измерений;
- на момент образования опасного дефекта.

8.5.15.4 Если вероятная глубина коррозионного поражения равна или более $0,3 \delta_m$, то необходимо комплексное обследование участка трубопровода с последующим шурфованием и определением фактических размеров поражения. После определения фактических размеров поражения осуществляют прогноз развития поражения до категории опасного в соответствии с пп. 8.5.14.1-8.5.14.4.

8.5.16 Определение опасности коррозии диагностируемого участка газопровода при отсутствии коррозионных поражений.

8.5.16.1 При отсутствии глубоких коррозионных поражений оценку коррозионного состояния газопровода проводят с целью выявления наиболее опасных в коррозионном отношении («горячих») участков и планирования очередности комплексного обследования противокоррозионной защиты.

8.5.16.2 Потенциальная коррозионная опасность оценивается по сумме баллов, которыми оценивают влияние различных факторов, указанных в таблице 8.5.6. Опасность коррозии тем выше, чем больше сумма баллов. В таблице 8.5.7 приведена оценка коррозионного состояния трубопровода при полном наборе влияющих факторов и соответствующие рекомендации.

8.5.16.3 Суммирование баллов проводят только по тому набору факторов, о которых имеется информация по всему диагностируемому участку. Если информация по какому-либо фактору отсутствует, полученную сумму баллов умножают на коэффициент k_B , равный: $k_B = 1 + \Sigma/65$, где Σ - максимальная сумма баллов отсутствующих факторов.

Таблица 8.5.6 – Вес факторов, характеризующих коррозионное состояние подземного газопровода

№ пп	Наименование фактора	Размерность	Вариация фактора	Оценка (баллы)
1	Поляризационный потенциал (разность потенциалов труба-земля)	В	Выше – 0.85 (-0,9) От – 0.85 (0,9) до – 0.95 (1,0) Ниже – 0.95 (1,0)	10 3 0
2	Удельное электрическое сопротивление грунта	Ом.м	Менее 10 От 10 до 20 От 20 до 100 Более 100	10 7 3 0
3	Концентрация водородных ионов (водородный показатель)	Б/р	Более 7 От 7 до 5 Менее 5	0 2 5
4	Расположение уровня грунтовых вод относительно трубопровода	Б/р	Выше Ниже В пределах трубы	0 2 5
5	Среднегодовая температура стенки трубы	$^{\circ}\text{C}$	Менее 25 От 25 до 40 Выше 40	0 3 5
6	Переходное сопротивление трубопровода	Ом*м ²	Более 10^5 От 10^3 до 10^5 Менее 10^3	0 2 5
7	Блуждающие токи ЭЖД на постоянном токе	Б/р	Катодная зона Знакопеременная зона Анодная зона	1 5 10
8	Блуждающие переменные токи: величина отношения перемен-	В/Ом.м	Менее 0,1 От 0,1 до 0,3	0 2

	ного напряжения труба-земля к удельному сопротивлению грунта		Более 0,3	5
--	--	--	-----------	---

Таблица 8.5.7 - Вероятностная оценка коррозионного состояния участка подземного газопровода

Сумма баллов	Оценка коррозионного состояния участка газопровода	Рекомендуемые мероприятия
Более 30	Высокая вероятность коррозионного поражения	Первоочередное комплексное обследование
От 10 до 30	Средняя вероятность коррозионного поражения	1. При наличии блуждающих токов необходимы измерения для определения коррозионной опасности по п 8.1.15 2. Выполнить измерения потенциалов методом выносного электрода с шурфованием в местах «провала» потенциала
Менее 10	Малая вероятность коррозионного поражения	3. Плановый контроль и эксплуатация средств ЭХЗ

8.6 Краткие методические указания по организации мобильного и стационарного коррозионного мониторинга подземных газопроводов

8.6.1 Коррозионный мониторинг – система инструментального и визуального контроля коррозионного состояния металлоконструкций в процессе их эксплуатации, направленная на своевременное выявление и предупреждение развития коррозионных процессов.

8.6.2 Применительно к магистральным трубопроводам, обеспеченным электрохимической защитой, коррозионный мониторинг может выполнять функции активного коррозионного мониторинга (АКМ) в виде автоматизированной системы контроля с обратной связью, оказывающей целенаправленное воздействие на процесс коррозии в открытых дефектах защитного покрытия путем дистанционного регулирования режимами катодных станций и параметров защиты участков газопроводов, расположенных между установками катодной защиты.

8.6.3 Активный коррозионный мониторинг представляет собой комплекс средств, обеспечивающих снижение термодинамической вероятности коррозионного разрушения элементов металлической конструкции и включающий в себя автоматизированные системы электрохимической защиты, сенсорные устройства и датчики для контроля параметров коррозии и защиты, измерительное оборудование, а также аппаратуру сбора, обработки и дистанционной передачи информации. Системы и подсистемы радиокосмического комплекса коррозионного мониторинга РК ЭХЗ представлены в таблице 8.6.1.

Таблица 8.6.1 - Системы и подсистемы комплекса коррозионного мониторинга РК ЭХЗ многониточных газопроводов

Условные обозначения	Наименование систем
Система ЭХЗ-Р	Катодная защита с резервированием в схемах электропитания, преобразования и нагрузки
Подсистема ЭХЗ-ЗМ	Катодная защита преобразователями малой мощности в зонах "провалов" потенциала
Подсистема ЭХЗ-ВА	Катодная защита с распределенными (протяженными) анодами
Система ЭХЗ-РВЛ	Дублированная система сетевого электроснабжения с секционированием и резервированием источников электроснабжения
Система ЭХЗ-К	Контрольно-диагностический пункт с тремя группами сенсорных устройств и датчиков, включая индикаторы коррозии, индикаторы водорода, датчики поляризационного потенциала.
Система ЭХЗ-К	Система дистанционного контроля коррозии и защиты, связывающая систему ЭХЗ-Корр с постом оператора КМ МГ по радиоканалу
Система ЭХЗ-С	Комплект аппаратуры для сопряжения поста оператора МГ на уровне объекта с региональным пунктом КМ и отраслевым центром

8.6.4 Основные цели коррозионного мониторинга:

- управление параметрами защиты в соответствии с требованиями ГОСТ Р и ПТЭ МГ,
- своевременное предупреждение об увеличении коррозионной опасности для выявления причин и выполнения профилактических противокоррозионных мероприятий,
- уточнение исходных данных для прогнозирования коррозии МГ в соответствии с таблицей 8.5.1.

8.6.5 Первоочередные объекты, подлежащие КМ:

- участки МГ в зонах коррозионных отказов (разрывы, свищи) трубопроводов;
- участки МГ высокой и повышенной коррозионной опасности, выявляемые по данным ВТД и другими методами, позволяющими определять вид и глубину локальных коррозионных повреждений, в том числе: в зонах действия интенсивных блуждающих токов; на участках нестабильного или некачественного электроснабжения УКЗ; на незащищенных или недостаточно защищенных участках МГ, где в течение длительного времени (более 3-х месяцев) не было ЭХЗ, либо не выдерживались требования ГОСТ Р 51164 по величине минимального защитного потенциала в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 20 Ом.м; в зонах переходов через автомобильные и железные дороги; на сближениях (до 100 м), либо пересечениях газопроводов

диаметром свыше 1020 мм и других участках трубопроводов, определяемых эксплуатирующей организацией..

8.6.6 Основной конечный результат создания общепромышленной системы КМ – формирование банка данных коррозионного состояния всех подземных стальных трубопроводов, и других металлоконструкций, подверженных внешней или внутренней коррозии, позволяющего оценить вероятность и степень опасности коррозии объектов и прогнозировать динамику развития коррозионных процессов.

8.6.7 На первом этапе формируют банк данных для оценки коррозионного состояния магистральных газопроводов на основании анализа и обобщения следующих данных:

- сведения о коррозионных отказах (разрывах и свищах) трубопроводов;
- результаты внутритрубной дефектоскопии;
- результаты инструментального определения размеров коррозионных повреждений газопроводов (каверн или трещин) в контрольных шурфах, открытых по данным внутритрубной дефектоскопии, электрометрических и комплексных обследований газопроводов;
- результаты обследования КРН газопроводов в длинных шурфах;
- результаты переиспытаний трубопроводов до их разрушения и других.

8.6.8 Систему коррозионного мониторинга (КМ) строят в соответствии с тремя основными уровнями: отраслевым, территориальным (региональным) и локальным (объектным).

Сеть сбора информации с объектов КМ, состоит из системы ЭХЗ, сенсорных устройств и датчиков в составе контрольно-диагностических пунктов (КДП), размещаемых в характерных точках на объектах по п. 8.3.6.

I. Пост сбора информации на уровне объекта (ЛПУ).

II. Пункт сбора и анализа информации организуют на региональном уровне (предприятия по транспорту газа).

III. Функции центра сбора и анализа информации на отраслевом уровне выполняет ООО «ВНИИГАЗ».

8.6.9 При выборе вида коррозионного мониторинга необходимо учитывать вид и локализацию коррозионных повреждений в открытых дефектах изоляции (дефекты 1 рода) и под покрытием (дефекты 2 рода).

8.6.10 Коррозионный мониторинг магистральных газопроводов с коррозионными дефектами 1 рода позволяет решать следующие практические задачи:

- контроль за коррозионными параметрами участков газопровода в коррозионно-опасных зонах;
- контроль за параметрами электрохимической защиты, их соответствием стандартам и нормам;
- контроль за изменением интегральных параметров защитного покрытия;
- аварийная сигнализация при коррозионных отказах газопроводов, отказах в работе средств и элементов защиты, систем электроснабжения УКЗ;

- дистанционное управление режимами УКЗ при критическом изменении параметров коррозии и защиты;
- коррозионный анализ результатов контроля на региональном и отраслевом уровнях;
- системное управление процессами коррозии и защиты объектов ОАО «Газпром».

8.6.11 Для решения указанных задач отраслевая система коррозионного мониторинга должна удовлетворить следующим требованиям:

- надежность и стабильность регистрации данных;
- достоверность информации;
- наличие информационной структуры, позволяющей осуществлять получение, сбор, обработку, анализ и передачу информации;
- автономность работы подсистем получения, сбора, обработки и хранения информации с участков газопроводов между УКЗ и в периоды отсутствия сетевого электроснабжения;
- надежность дистанционного управления режимами защиты.

8.6.12 Основные параметры, контролируемые в ручном, либо в автоматическом режимах КМ:

- поляризационный потенциал;
- активное сопротивление индикатора коррозии;
- выходное напряжение преобразователей УКЗ;
- выходной ток преобразователей;
- ток катодной защиты по каждой нитке газопровода;
- ток диффузии водорода;
- температура.

8.6.13 Основным диагностическим элементом систем коррозионного мониторинга являются сенсорные устройства, позволяющие оценивать динамику процессов коррозии во времени на отдельных участках трубопровода и корректировать прогнозные оценки опасности коррозии, выполненные по результатам внутритрубной дефектоскопии и электрометрических обследований МГ.

8.6.14 Индикаторы коррозии (ДК-1ц, ДК-1п и ВИК-1, разработанные ИФХ РАН совместно с ВНИИГАЗом и другие) используют для интегральной оценки влияния блуждающих токов на коррозию трубопровода. Величину и направление (полярность) блуждающего тока определяют путем анализа результатов измерений регистрирующего прибора включенного в разрыв цепи "труба-датчик". Суммарный эффект коррозии блуждающими токами (в том числе знакопеременными) определяют из скорости изменения сопротивления датчика, поскольку скорость растворения стали прямо пропорциональна плотности анодного тока.

8.6.15 Экономическая эффективность от применения индикаторов коррозии складывается из трех составляющих и реализуется за счет:

- выявления коррозионной опасности и ее предотвращения на ранней стадии развития;

- оптимизации мер защиты на основе дифференциации газопроводов на участки высокой, повышенной и умеренной коррозионной опасности (требования ГОСТ Р 51164-98 и ПТЭ МГ – 2000);
- получения исходных данных для долгосрочного прогнозирования коррозии трубопроводов, оптимизации планирования очередности, объемов ремонта и реконструкции защитных покрытий и систем электрохимической защиты.

8.6.16 Для оценки опасности и предупреждения водородного растрескивания трубных сталей на участках МГ с аномально высоким содержанием в грунтовом электролите промоторов водорода (сульфиды, мышьяк и др.) в системе КМ используют индикаторы водорода ДН-1

8.6.17 Оценку опасности водородного растрескивания труб выполняют по предельным концентрациям водорода для трубных сталей 14Г2 САФ и класса Х70 и соответствующим им токам индикаторов водорода .

8.6.18 Область применения индикатора водорода не ограничивается регистрацией внедрения водорода. Датчик ДН-1 может использоваться для контроля плотности защитного тока, измерения поляризационного потенциала по методу отключения и оценки скорости локальной коррозии по наработке на отказ (появление первой перфорации мембраны датчика).

8.6.19 Определенная информация может быть получена о катодном отслаивании защитных покрытий по возрастанию тока водородного индикатора по мере нарушения адгезии и отслоения защитного покрытия от металла мембраны.

8.6.20 Суммарная экономическая эффективность от применения индикаторов типа ДН-1 складывается из контроля и предупреждения водородного охрупчивания стальной стенки трубы, катодного отслаивания защитного покрытия и оптимизации режимов работы систем ЭХЗ в условиях повышенной коррозионной опасности.

8.6.21 Порядок организации и введения систем коррозионного мониторинга магистральных газопроводов состоит из следующих этапов работ:

- общая оценка коррозионного состояния объекта наблюдений по данным ВТД и предыдущему опыту эксплуатации;
- выделение конкретных участков МГ повышенной коррозионной опасности и выбор типа мониторинга по видам коррозии и способа регистрации информации;
- сертификация соответствия противокоррозионной защиты объекта КМ требованиям ГОСТ Р 51164;
- составление информационной модели объекта, выбор параметров наблюдения и датчиков мониторинга;
- выборочное тестирование параметров защиты на объекте КМ;
- проведение измерений скоростей коррозии вдоль трассы трубопровода (мобильный коррозионный мониторинг);
- составление схемы расстановки КДП и датчиков КМ;
- назначение регламента КМ.

8.6.22 Выбор состава КДП определяют информационной моделью объекта наблюдения, структура которой зависит от совокупности внешних и внутренних факторов коррозии и видов коррозионных поражений, подлежащих контролю (электрокоррозия блуждающими токами, КРН, электрохимическая коррозия, биокоррозия и т.п.).

8.6.23 Решение задачи расстановки КДП по длине многониточного газопровода выполняют на основе данных ВТД, предыдущего опыта эксплуатации газопроводов, проложенных в разное время в одном коридоре. При недостатке информации применяют метод ранжирования участков газопровода с использованием балльной системы по таблице 8.1.6.

8.6.24 Последовательность и очередность ввода систем КМ на МГ.

8.6.25 Общим критерием необходимости организации пунктов КМ МГ является наличие коррозионных повреждений газопроводов, выявленных в процессе их эксплуатации. Если в течение 5-10 лет в зависимости от коррозионных условий эксплуатации не выявлены коррозионные повреждения, то выполняют коррозионная диагностика трубопровода в следующей последовательности:

- коррозионное ранжирование участков газопроводов по таблице 8.1.6;
- выявление мест сквозных повреждений в защитном покрытии и измерение потенциалов газопровода в этих местах;
- оценка степени защищенности этих участков по протяженности и во времени;
- коррозионная диагностика участков мобильными индикаторами коррозии ВИК-1 в зонах недостаточной защищенности (отсутствия минимального защитного потенциала) по протяженности и в периоды отказов в работе или отключения средств ЭХЗ;
- шурфовка и инструментальное обследование газопровода в шурфах на участках максимальной скорости коррозии, определяемой по данным ВИК-1;

8.6.26 Если вышеуказанные методы не выявили коррозионных повреждений, а на соседних газопроводах, эксплуатирующихся в аналогичных условиях, обнаружена подпленочная коррозия или КРН, то проводят коррозионная диагностика этих участков по специальной методике. Потенциально-опасные участки КРН выявляют в соответствии с ВРД 39-1.10-023-2001. Для опытно-промышленной апробации рекомендуется выполнение обследования полевыми методами при помощи многофункциональных зондов, разработанных ИФХ РАН, с последующим шурфованием газопровода.

8.6.27 Если трещины КРН указанными методами не обнаружены, то проводят обследование участка газопровода на предмет выявления подпленочной коррозии. Одним из основных факторов подпленочной коррозии является переменное смачивание, как правило, нижней части трубопровода, сильно минерализованным электролитом. Поэтому основным способом косвенного выявления подпленочной коррозии является мониторинг уровня

грунтовых вод в течение года с химическим анализом солевого состава грунтового электролита.

8.6.28 Обязательный критерий введения КМ МГ - это организация пунктов КМ на аварийных участках газопроводов в местах их разрывов и образования свищей по причине коррозии

8.6.29 Согласно определенным видам и масштабам коррозионных поражений трубопровода выбирают индикаторы коррозии, соответствующие данному виду коррозии и уточняют угловая ориентация их расположения. В зависимости от вида и характера проявления коррозии рассматривают необходимость применения датчиков и зондов, регистрирующих косвенные параметры коррозии, например, температуру, pH, потенциал, удельное электросопротивление грунта и т.п. При подозрении на водородное растрескивание в состав КДП включают индикаторы водорода.

8.6.30 Особенности применения неавтоматизированной системы коррозионного мониторинга.

8.6.30.1 Необходимость применения коррозионного мониторинга в режиме неавтоматизированного сбора данных возникает в тех случаях, когда по технико-экономическим соображениям нецелесообразно использование систем АКМ с дистанционным контролем и регулированием параметрами электрохимической защиты.

8.6.30.2 Первым критерием при выборе типа системы неавтоматического коррозионного мониторинга (НКМ) является учет степени коррозионной опасности участка газопровода. Исходя из этого критерия, использование СКМ в режиме неавтоматизированного сбора данных обосновано не только на участках ВКО и ПКО, но и на участках умеренной коррозионной опасности для выборочного контроля за развитием мелких коррозионных или отдельных средних дефектов, определенных по данным внутритрубной дефектоскопии.

8.6.30.3 Вторым критерием ввода НКМ является отсутствие информации о наличии коррозионных повреждений на газопроводе. В этом случае применение неавтоматизированного КМ необходимо планировать на участках газопровода, не имеющих потенциала, нормированного ГОСТ Р 51164.

8.6.30.4 Третьим критерием применения системы НКМ может быть задержка ввода в работу средств ЭХЗ, относительно сроков, регламентированных ГОСТ Р 51164, на участках газопровода, проложенного в грунтах повышенного агрессивности.

8.6.30.5 Во всех случаях при обосновании необходимости ввода коррозионного мониторинга в режиме неавтоматизированного сбора данных учитывают результаты ранжирования участков газопровода по косвенным параметрам коррозии по таблице 8.1.6 и мобильного коррозионного мониторинга и подтвержденных инструментальным обследованием коррозионных повреждений в контрольных шурфах.

8.6.30.6 Поскольку одной из причин использования системы НКМ является отсутствие или недостаток информации о степени коррозионной опасности, то ее применение обосновано для временного контроля и получе-

ния предварительных данных в течение годового цикла эксплуатации участков газопровода в зонах повышенной опасности (промышленной и экологической). По результатам этой апробации участков газопровода принимают меры, адекватные степени выявленной опасности, как в части активной защиты, так и в части коррозионного контроля.

8.6.30.7 После обоснования необходимости ввода системы НКМ - осуществляют выбор состава систем коррозионного мониторинга и мест установки КДП. Минимальный состав системы в режиме неавтоматизированного сбора данных содержит пост КДП, в составе которого имеется один специальный контрольно-измерительный пункт, оборудованный с датчиками и индикаторами коррозии и поляризационного потенциала.

8.6.30.8 Главная задача при выборе типа датчиков в составе КДП – определение возможности средствами ЭХЗ повлиять на динамику коррозии. В случае электрокоррозии или электрохимической коррозии в открытых дефектах изоляции первого рода установка КДП должна быть привязана к участкам, имеющим максимальную плотность дефектов или одиночным дефектам в изоляции, выявленных искателями повреждений изоляции.

8.7 Технико-экономический аспект разграничения участков магистральных газопроводов по степеням и категориям коррозионной опасности

8.7.1 В целом классификация участков магистрального газопровода по степеням и категориям коррозионной опасности имеет технико-экономическое значение, поскольку определяет стратегию затрат средств на эксплуатацию и поддержание остаточного ресурса участков магистрального газопровода, находящихся в длительной эксплуатации.

8.7.2 Разграничение участков магистрального газопровода по степеням коррозионной опасности позволяет *оптимизировать* сроки и затраты на весь комплекс выполняемых работ, включая выявление причин коррозии, достижение полной защищенности анализируемых участков и прогноз их коррозионного состояния на предстоящий период эксплуатации.

8.7.3 Коренным образом изменяется стратегия перспективной коррозионной диагностики магистрального газопровода: отпадает необходимость выполнения комплексных электрометрических обследований и внутритрубной дефектоскопии на участках умеренной коррозионной опасности.

8.7.4 Радикально изменяется регламент технического обслуживания магистрального газопровода. В результате в несколько раз снижаются затраты времени и средств на контроль потенциалов газопроводов и определение защищенности по протяженности, в том числе с использованием дорогостоящих компьютеризованных технологий.

8.7.5 Упрощаются технические решения и снижается стоимость систем электрохимической защиты и коррозионного мониторинга участков магистрального газопровода умеренной коррозионной опасности. В несколько раз

снижаются затраты на реконструкцию систем комплексной защиты магистрального газопровода.

8.7.6 В перспективе учет степени коррозионной опасности позволяет выбирать материалы и средства защиты от коррозии в соответствии с реальной категорией коррозионной опасности участков газопроводов. Выборочное и целенаправленное вложение средств в эксплуатацию и ремонт магистрального газопровода, кроме технико-экономического эффекта, позволяет сконцентрировать усилия служб защиты от коррозии на повышении *технического уровня* эксплуатации газопроводов.

8.7.7 Главным условием и гарантом эффективности использования нового нетрадиционного подхода к защите от коррозии магистральных газопроводов является осуществление коррозионного мониторинга на всех этапах от проектирования до реконструкции и ремонта газопроводов, включая рациональное использование внутритрубной инспекции газопроводов.

9 ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ. ПЕРВАЯ МЕДИЦИНСКАЯ ПОМОЩЬ ПРИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЯХ

9.1 Общие положения по технике безопасности

9.1.1 Организация и обеспечение безопасных и здоровых условий труда и техники безопасности при всех видах работ, регламентированных настоящим Руководством, должны выполняться согласно:

- требований ЕСУОТ ПБ (ВРД 39-1.14-021-2001);
- СНиП Ш-4-80 “Техника безопасности в строительстве”;
- Правилами техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов;
- Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТРМ-016-2001;
- Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

9.1.2 К выполнению работ по защите подземных металлических сооружений от коррозии допускаются лица, прошедшие инструктаж и сдавшие экзамен по правилам техники безопасности. Каждый рабочий при допуске к работе должен получить инструктаж по безопасным приемам ведения работ с соответствующей записью в специальном журнале.

9.1.3 Работы на объектах газопроводов должны выполняться с соблюдением требований пожарной и взрывобезопасности. Рабочие места должны быть обеспечены средствами пожаротушения. Запрещается курить, пользоваться открытым огнем и проверять утечку газа при помощи огня.

При монтажных и ремонтных работах необходимо использовать инструмент, не дающий искрения при ударах или трении о твердую поверхность.

9.1.4 Все работы на тяговых подстанциях и отсасывающих пунктах электрифицированных железных дорог осуществляются в присутствии персонала подстанции.

9.2 Основные требования безопасности при обслуживании установок катодной защиты

9.2.1 К обслуживанию установок катодной защиты допускаются лица, знающие схемы установок, эксплуатационные инструкции, особенности обслуживания и прошедшие обучение и проверку знаний по Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

9.2.2 Двери помещений, шкафов и щитов УКЗ должны быть постоянно закрыты. При обслуживании установок двери в открытом положении необходимо укреплять.

9.2.3 Ограды УКЗ, корпуса и шкафы преобразователей и других элементов установок должны иметь надежный электрический контакт с защит-

ным заземлением. Сопротивление заземления в любое время года не должно превышать 10 Ом.

9.2.4 При одновременной работе в установках напряжением до и выше 1000 В категории работ определяют применительно к электроустановкам напряжением выше 1000 В.

9.2.5 При осмотре высоковольтных камер УКЗВ запрещается проникать за ограждение или проводить какие-либо работы. Камеры следует осматривать, стоя перед ограждением.

9.2.6 Работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны выполнять не менее чем два лица, из которых производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные - не ниже III.

9.2.7 При работе в установках катодной защиты без снятия напряжения на токоведущих частях необходимо:

- оградить токоведущие части, находящиеся под напряжением и к которым возможно случайное прикосновение;
- работать стоя на диэлектрическом коврик или в диэлектрических ботах;
- применять инструмент с изолирующими рукоятками, а при отсутствии такого инструмента, пользоваться диэлектрическими перчатками.

9.2.8 При приближении грозы должны быть прекращены все работы на УКЗ и воздушных линиях.

9.2.9 Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке, оно может быть подано вновь без предупреждения.

9.3 Меры безопасности при электроизмерительных работах

9.3.1 При работах, связанных с электрическими измерениями на подземных сооружениях и УКЗ, следует соблюдать правила и требования безопасности, предписанные для персонала, обслуживающего электроустановки напряжением до 1000 В.

9.3.2 Лица, выполняющие работу непосредственно на железной или автомобильной дороге должны одевать оранжевые сигнальные жилеты.

9.3.3 При проведении обследования переходов газопроводов под дорогами следует соблюдать правила по технике безопасности при работе на газопроводах и требования безопасности, предписанные для персонала, обслуживающего электроустановки напряжением до 1000 В.

9.3.4 Измерительные работы, проводимые в пределах проезжей части автодорог и полотна железных дорог должны выполнять не менее, чем два лица, одно из которых следит за безопасностью работы и ведет наблюдение за движением транспорта. При появлении поезда и/или подаче машинистом локомотива звукового сигнала, следует немедленно освободить полотно железнодорожной дороги и отойти на безопасное расстояние.

9.3.5 Провода при прокладке через дорогу необходимо пропускать между шпал под подошвой рельсов.

9.3.6 Измерительные работы в колодцах, туннелях и глубоких шурфах и траншеях выполняются бригадой в составе не менее трех человек.

9.3.7 Перед началом работы в колодцах и глубоких шурфах необходимо определить наличие горючих и вредных (в том числе инертных) газов специальными приборами. Проверять наличие газа огнем запрещается.

9.3.8 Измерение мегомметром разрешается выполнять обученным лицам из электротехнического персонала. Измерения выполняют два лица, одно из которых должно иметь группу не ниже III.

9.3.9 Перед началом измерений необходимо убедиться в отсутствии людей, работающих на той части установки, к которой подключен испытательный прибор.

9.3.10 При работе с мегомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он подключен, запрещается. После окончания измерения необходимо снять остаточный заряд с проверяемого оборудования посредством его кратковременного заземления.

9.3.11 При проведении измерения потенциалов и других электрических параметров, измерительный прибор сначала подсоединяют к электроду сравнения находящемуся на земле, а затем к сооружению.

9.3.12 Если параллельно трубопроводу проходит ВЛ электропередачи напряжением 110 кВ и выше, проводить измерения с использованием провода длиной более 500 м запрещается из-за опасности наведения индукционного напряжения в измерительном проводе.

9.3.13 Запрещается проводить любые измерительные работы на трассе трубопровода во время грозы.

9.4 Безопасность работ на воздушных линиях электропитания

9.4.1 Подниматься на опору ВЛ разрешается членам бригады:

- с группой по электробезопасности не ниже III при всех видах работ до верха опоры;

- с группой не ниже II при работах со снятием напряжения - до верха опоры, а при работах без снятия напряжения - не ниже 2 м до уровня нижних проводов;

- с группой I при всех видах работ - не выше 3 м от земли.

9.4.2 Подниматься на опору и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется полная уверенность в достаточной прочности опоры, в частности ее основания.

9.4.3 На угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла запрещается.

9.4.4 Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и временно подвергаемые такому натяжению, укрепляют во избежание падения.

9.4.5 На ВЛ 6-10 кВ приближаться к лежащему на земле проводу на расстояние менее 8 метров запрещается. Вблизи такого провода следует ор-

ганизовать охрану для предотвращения приближения к нему людей и животных.

9.4.6 Запрещается приближаться на расстояние менее 8 метров к находящимся под напряжением железобетонным опорам ВЛ 6-10 кВ при наличии признаков протекания по ним тока замыкания на землю в результате повреждения изоляторов, прикосновение провода к траверсе или телу опоры и т. п. (испарение влаги из почвы, возникновение электрической дуги в местах заделки опоры в грунт и др.).

9.4.7 При работах с телескопической вышки должна быть зрительная связь между находящимся в корзине членом бригады и водителем для подачи команд о подъеме и спуске корзины.

9.4.8 Работать с телескопической вышки следует, стоя на дне корзины. Переход из корзины на опору и обратно допускается только в крайних случаях и с разрешения производителя работ.

9.4.9 Запрещается при работах на угловых опорах устанавливать телескопическую вышку внутри угла образованного проводами.

9.4.10 Если в результате соприкосновения с проводами телескопическая вышка окажется под напряжением, прикасаться к ней и спускаться с нее на землю или подниматься на нее до снятия напряжения запрещается.

В случае крайней необходимости лица, находящиеся на телескопической вышке (в том числе и водитель) должны, не прикасаясь руками, спрыгнуть на обе ноги на землю и прыжками на одной ноге или мелкими шагами, не превышающими длину ступни, удаляться на расстояние не менее 8 метров.

9.4.11 Запрещается работать на ВЛ, находящихся под напряжением, при тумане, дожде, снегопаде, в темное время суток, а также при ветре, затрудняющим работы на опорах.

9.4.12 С приближением грозы все работы на ВЛ должны быть немедленно прекращены.

9.5 Техника безопасности при варке проводников к трубе

9.5.1 Приварку металлических проводников контрольных выводов к трубе действующего трубопровода термитной сваркой разрешается проводить при рабочем давлении газа.

9.5.2 К производству термитной сварки допускаются только квалифицированные сварщики, имеющие удостоверение о сдаче экзаменов и ознакомленные с инструкцией по термитной сварке.

9.5.3 Шурфы для приварки проводников к трубе на действующем трубопроводе откапывают вручную лопатами, с соблюдением всех правил открытия шурфов. При обнаружении признаков утечки газа из трубопровода, работы при термитной сварке не проводить.

9.5.4 Термит и термитные спички необходимо хранить в укупоренном виде в сухом месте и отдельно друг от друга. Вскрывать термитные патроны и коробки со спичками следует непосредственно перед началом работы.

9.5.5 Перед приваркой контрольных выводов к действующему газопроводу необходимо отрепетировать дозу термита, засыпаемого в тигель-форму, на неработающей трубе или на куске металла трубы с последующей проверкой глубины проварки во избежание прожога термитом стенки газопровода.

9.5.6 При проведении работ по приварке контрольных выводов термитной сваркой запрещается:

- подсушивать термитные спички каким-либо способом;
- проводить сварку и наблюдение за горением термита без защитных очков;
- использовать неисправные тигель-формы;
- вести сварку на мокрой трубе, что может привести к выбросу термосмеси из тигель-формы и ее взрыву;
- передавать термит и/или термитные спички лицам, не имеющим допуска к производству сварочных работ;
- проводить контроль качества приварки ранее чем через 3 минуты после окончания горения термита;
- проезд всех видов транспорта ближе 2-х метров от открытого шурфа.

9.6 Меры предосторожности при других видах работ

9.6.1 При работах с паяльной лампой следует руководствоваться следующими показаниями:

- наливать в резервуар паяльной лампы горючее не более, чем на 3/4 его вместимости;
- заворачивать пробку наливной горловины не менее, чем на четыре нитки резьбы;
- не заправлять лампу горючим и не проводить ее ремонт или регулировку вблизи открытого огня;
- не разжигать лампу путем подачи топлива на горелку, а не в специальный лоток;
- не накачивать чрезмерно паяльную лампу во избежание ее разрыва;
- спускать давление из резервуара только после того, как лампа погашена, и ее горелка полностью остыла;
- не пользоваться неисправной лампой;
- заполнять лампу только тем горючим, для работы на котором она предназначена.

9.6.2 Электроинструмент и ручные электрические машины должны удовлетворять требованиям действующих стандартов и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

9.6.3 К работе электроинструментом и другими переносными электроприемниками класса I на установках катодной защиты может допускаться персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже II.

9.6.4 Металлические корпуса переносных электроприемников выше 42 В переменного тока и выше 110 В постоянного в наружных установках

должны быть заземлены или занулены, за исключением электроприемников с двойной изоляцией или питающихся от разделительных трансформаторов.

9.6.5 Перед началом работ переносными электроприемниками следует проверить:

- комплектность и надежность крепления деталей;
- внешним осмотром исправность кабеля, штепсельной вилки, крышек щеткодержателей, наличия защитных кожухов и их исправность;
- четкость работы выключателя;
- работу машин на холостом ходу.

9.6.6 Лицам, пользующимся электроинструментом, запрещается:

- разбирать ручные электромашины и проводить какой-либо ремонт, не отключив кабель от сети;
- касаться вращающегося режущего инструмента;
- удалять руками стружку или опилки во время работы электрической машины;
- оставлять ручные электромашины и другие переносные электроприемники без надзора и включенными в электросеть.

9.6.7 Все работы с кислотой, щелочью и сульфатом меди (медным купоросом) должны проводить специально обученные лица.

9.6.8 При приготовлении электролита для кислотных аккумуляторов кислоту медленно, во избежание интенсивного нагрева раствора, вливают тонкой струей из кружки в фарфоровый или другой термостойкий сосуд с дистиллированной водой. Электролит при этом все время перемешивают мешалкой из кислотоупорного материала.

Запрещается вливать воду в кислоту. Вливать воду в готовый электролит допускается.

9.6.9 Куски едкой щелочи следует дробить в специально отведенном месте, предварительно завернув в мешковину.

9.6.10 Пролитые или попавшие на одежду или части тела электролиты нейтрализуют специальным раствором:

- кислотный электролит - 5-процентным раствором соды;
- щелочной - раствором уксусной эссенции (одна часть на 8 частей воды).

9.6.11 Попавший на кожный покров раствор медного купороса смывают обильным количеством теплой воды без мыла.

9.7 Первая медицинская помощь при несчастных случаях

9.7.1 Общие положения. Одним из важнейших положений оказания первой помощи является ее срочность: чем быстрее она оказана, тем выше вероятность благоприятного исхода. Поэтому такую помощь своевременно может и должен оказать тот, кто находится рядом с пострадавшим.

9.7.2 Первая помощь пострадавшему от электрического тока

9.7.2.1 Спасение пострадавшего от действия электрического тока в большинстве случаев зависит от быстроты освобождения его от действия тока, а также от быстроты и правильности оказания ему помощи.

9.7.2.2 При поражении электрическим током смерть часто бывает клинической (мнимой), поэтому никогда не следует отказываться от оказания помощи пострадавшему и считать его мертвым из-за отсутствия дыхания, сердцебиения, пульса. Решить вопрос о целесообразности или бесполезности мероприятий по оживлению пострадавшего и вынести заключение о его смерти имеет право только врач.

9.7.2.3 После освобождения пострадавшего от действия электрического тока необходимо оценить его состояние. Признаки, по которым можно быстро определить состояние пострадавшего, следующие:

- сознание: ясное, отсутствует, нарушено, возбужден;
- цвет кожных покровов и видимых слизистых; розовые, синюшные, бледные;
- дыхание: - нормальное, отсутствует, нарушено;
- пульс на сонных артериях: хорошо определяется, плохо определяется, отсутствует;
- зрачки: узкие, широкие.

9.7.2.4 Если у пострадавшего отсутствует сознание, дыхание, пульс, кожный покров синюшный, а зрачки широкие (5 мм в диаметре), можно считать, что он находится в состоянии клинической смерти и немедленно приступить к оживлению организма с помощью искусственного дыхания по способу “изо рта в рот” и наружного массажа сердца. Не следует раздевать пострадавшего, теряя драгоценные секунды.

9.7.2.5 Если пострадавший дышит очень редко и судорожно, но у него прощупывается пульс, необходимо немедленно начать делать искусственное дыхание.

9.7.2.6 Если пострадавший в сознании, но до этого был в обмороке или находился в бессознательном состоянии, но с сохранившимся устойчивым дыханием и пульсом, его следует уложить на подстилку, расстегнуть одежду, стесняющую дыхание; создать приток свежего воздуха; согреть тело, если холодно, обеспечить прохладу, если жарко; создать полный покой, наблюдая за пульсом и дыханием.

9.7.2.7 Ни в коем случае нельзя позволять пострадавшему двигаться, так как отсутствие видимых тяжелых повреждений еще не исключает возможности последующего ухудшения его состояния.

9.7.2.8 Категорически не допустимо зарывать пострадавшего в землю, так как это принесет только вред и приведет к потере дорогих для его спасения минут.

9.7.2.9 При поражении молнией оказывается та же помощь, что и при поражении электрическим током.

9.7.2.10 Перевозить пострадавшего можно только при удовлетворительном дыхании и устойчивом пульсе.

9.7.3 Первая помощь при ожогах

9.7.3.1 Ожоги бывают:

- термические - вызванные огнем, паром, горячими предметами и веществами;
- химические - вызванные кислотами и щелочами;
- электрические - вызванные воздействием электрического тока или электрической дуги.

По глубине поражения все ожоги делят на четыре степени:

- первая - покраснение и ожог кожи;
- вторая - водяные пузыри;
- третья - омертвление поверхностных и глубоких слоев кожи;
- четвертая - обугливание кожи, поражение мышц, сухожилий и костей.

9.7.3.2 При оказании помощи пострадавшему от термических или электрических ожогов во избежание заражения нельзя касаться руками обожженных участков кожи или смазывать их мазями, жирами, вазелином и т. п. Нельзя вскрывать волдыри, удалять приставшую к обожженным участкам мастику, канифоль или битум, так как, удаляя их, легко можно повредить обожженную кожу и создать благоприятные условия для заражения раны.

9.7.3.3 При небольших по площади ожогах первой и второй степеней нужно наложить на обожженный участок кожи марлевую повязку. При тяжелых и обширных ожогах пострадавшего необходимо завернуть в чистую простыню или ткань, не раздевая его, укрыть теплее, напоить теплым чаем и создать покой до прибытия врача.

9.7.3.4 При ожогах глаз следует делать холодные примочки из раствора борной кислоты (0.5 чайной ложки на 200 мл воды).

9.7.3.5 При химических ожогах пораженное место промывают обильным количеством проточной холодной воды из-под крана, шланга или ведра в течение 15...20 минут. После промывания пораженное место необходимо обработать соответствующими нейтрализующими растворами, используемыми в виде примочек.

При ожоге кожи кислотой делают примочки раствором пищевой соды (1 чайная ложка на 200 мл воды). При ожоге кожи щелочью делают примочки раствором борной кислоты (1 чайная ложка на 200 мл воды) или слабым раствором уксусной кислоты (1 чайная ложка столового уксуса на 200 мл воды).

9.7.3.6 Дальнейшую помощь при химических ожогах оказывают так же, как и при термических. При значительных ожогах после оказания первой помощи пострадавшего следует отправить в лечебное учреждение.

9.7.4 Первая помощь при обморожении

9.7.4.1 Причины обморожения различны, и при соответствующих условиях обморожение может наступить даже при температуре минус 3...7 °С.

9.7.4.2 Первая помощь при обморожении заключается в немедленном согревании пострадавшего, особенно обмороженной части тела. Для этого

пострадавшего надо как можно быстрее перевести в теплое помещение. Прежде всего необходимо согреть обмороженную часть тела и восстановить в ней кровообращение. Наиболее эффективно это достигается, если обмороженную часть тела поместить в теплую ванну с температурой 20⁰ С. За 20...30 минут температуру воды постепенно увеличивают до 40⁰ С. После ванны поврежденные участки надо высушить, закрыть стерильной повязкой и тепло укрыть. Не допускается поврежденные участки тела растирать снегом, ваткой, суконкой или платком. Можно проводить массаж чистыми руками.

9.7.4.3 Для общего согревания пострадавшего ему необходимо дать горячий чай, кофе, молоко.

9.7.5 Первая помощь при тепловом и солнечном ударах.

9.7.5.1 При тепловом и солнечном ударах происходит прилив крови к мозгу, в результате чего пострадавший чувствует внезапную слабость, головную боль, возникает рвота, его дыхание становится поверхностным.

9.7.5.2 Помощь заключается в следующем: пострадавшего поместить в прохладное помещение или в тень и уложить так, чтобы голова была выше туловища, расстегнуть одежду, делать холодные примочки на грудь, дать понюхать нашатырный спирт. Если пострадавший в сознании, дать выпить 15...20 капель валерианы.

Если дыхание прекратилось или очень слабое и пульс не прощупывается, необходимо сразу же начать делать искусственное дыхание и массаж сердца и срочно вызвать врача.

9.7.6 Первая помощь при укусах.

9.7.6.1 При укусах ядовитых змей, насекомых и пауков появляется головокружение, тошнота, рвота, сухость и горький привкус во рту, учащенный пульс, одышка и сонливость. В особо тяжелых случаях могут отмечаться судороги, потеря сознания, остановка дыхания. В месте укуса возникает жгучая боль, кожа краснеет, отекает.

9.7.6.2 При оказании помощи, пострадавшего необходимо уложить, чтобы замедлить распространение яда. Укушенной руке или ноге создать покой. Пострадавшему следует дать большое количество питья (лучше горячего чая), принять 15...20 капель настоя валерианы.

9.7.6.3 Ни в коем случае нельзя прижигать место укуса, делать разрезы, перетягивать пораженную руку или ногу жгутом, давать пострадавшему алкогольные напитки. Пострадавшего надо отправить в лечебное учреждение. Переносят и перевозят пострадавшего в положении лежа.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение 1 (справочное)

П1 КОРРОЗИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

П1.1 Общие представления о коррозии металлов

П1.1.1 Слово "коррозия" происходит от латинского "corrodere", что означает "разъедать".

П1.1.2 Коррозия металлов – физико-химический процесс взаимодействия металла с окружающей средой, приводящий к образованию на поверхности металла коррозионных повреждений, потере присущих металлу физико-механических свойств и уменьшению остаточного ресурса металлоконструкций.

П1.1.3 Коррозионный процесс протекает на границе фаз металл-окружающая среда и является гетерогенным процессом взаимодействия жидкой или газообразной среды с металлом.

П1.1.4 По механизму коррозионного процесса различают химическую и электрохимическую коррозию. Химическая коррозия имеет место в жидких неэлектролитах, например, в безводных маслах, нефти и т.п. или в сухих газах, главным образом, при высоких температурах, так называемая газовая коррозия. Примерами газовой коррозии являются: окалина, образующаяся при термической обработке железа ($t=700-1300\text{ }^{\circ}\text{C}$), коррозия лопаток газовых турбин, арматуры печей, рабочих элементов электронагревателей. Борьба с газовой коррозией ведется путем введения в состав сплавов хрома, алюминия, кремния и других добавок.

П1.1.5 Электрохимический механизм коррозии отличается от химического тем, что при соприкосновении металлической поверхности с электролитом происходит взаимодействие между ион-атомами металла и ионами раствора, которое сопровождается переносом и перераспределением электрических зарядов в металле и электролите.

П1.1.6 При контакте с водной средой на границе раздела металл-электролит за счет энергии гидратации облегчается переход ион-атомов металла в раствор (анодная реакция). Остающиеся в металле свободные электроны сообщают металлу отрицательный заряд. Например, переход в раствор около 1% поверхностных атомов приводит к сдвигу потенциала металла в отрицательную область на величину около 1 В. Сдвиг потенциала металла в отрицательную область нейтрализует действие сил гидратации за счет образования двойного электрического слоя e^-/Me^+ , удерживающего вышедшие в раствор ионы металла и, таким образом, тормозит дальнейшее развитие анодного процесса коррозии металла.

П1.1.7 Однако, у большинства металлов наряду с анодными реакциями окисления металла одновременно протекают катодные реакции восстановления компонентов коррозионной среды с ассимиляцией (присоединением) высвободившихся при анодной реакции электронов (процесс деполяризации

металла). При этом электростатическая связь между электронами и ионами металла в двойном электрическом слое ослабевает за счет поглощения электронов и ионы металла могут диффундировать в раствор, давая возможность протекать дальнейшему процессу растворения (коррозии) металла.

П1.1.8 Таким образом, электрохимическая коррозия может протекать только при условии одновременного протекания двух сопряженных электрохимических реакций анодной и катодной. При этом анодная реакция имеет тенденцию "заполяризовать" металл, а катодная выступает в роли его деполяризатора.

П1.1.9 В качестве деполяризатора, при коррозии железа в нейтральных средах выступает преимущественно кислород.

П1.1.10 Изменение физико-химического состава среды может замедлить коррозию или, наоборот, активизировать ее. Типичные кривые зависимости скорости коррозии металлов от концентрации водородных ионов показаны на рисунке П1.1.1.

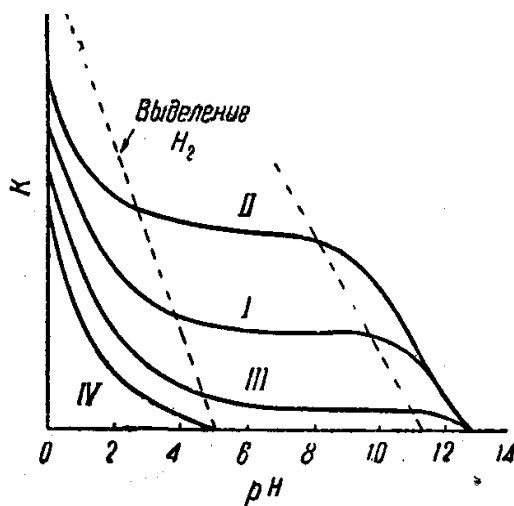


Рисунок П1.1.1. Характер зависимости коррозии железа от pH раствора (K – скорость коррозии)

содержание O_2 в растворе: I – среднее, II – высокое, III – низкое, IV – отсутствие O_2 в растворе (по Акимову)

П1.1.11 Природа коррозии заложена в термодинамической неустойчивости большинства металлов и их стремлении переходить из металлического в ионное состояние. Степень этой неустойчивости металлов приближенно характеризуется величиной их стандартного электрохимического потенциала (таблица П1.1.1). Чем потенциал металла отрицательнее, тем выше его стремление перейти в ионное состояние.

Только полублагородные (например, медь, серебро) или благородные (ртуть, иридий, золото, платина) металлы не корродируют в нейтральных средах из-за высокой термодинамической стабильности. Этим объясняется присутствие в природе некоторых благородных металлов в самородном, а не рудном (окисленном) состоянии.

Таблица П1.1.1 - Стандартные электродные потенциалы

Металл и число электронов с электродной (анодной) реакцией	Потенциал, В
Mg – 2e	-2.370
Al – 3e	-1.660
Ti – 2e	-1.630
Zn – 2e	-0.762
Fe – 2e	-0.440
Pb – 2e	-0.126
Fe – 3e	-0.036
Cu – 2e	+0.337
Ag – e	+0.799
Au – e	+1.680

П1.1.12 Термодинамическая нестабильность характеризует только природную склонность металла к коррозии, но она не позволяет оценить влияние внешних факторов, уменьшающих или увеличивающих скорость коррозию металла в конкретных средах. Изучением влияния различных факторов на торможение коррозии и характер коррозионных поражений занимается кинетика коррозионного процесса. Зависимость скорости коррозии железа в воде от температуры для замкнутой (анаэробной) и открытой системы (кислород может удаляться) показана на рисунке П1.1.2.

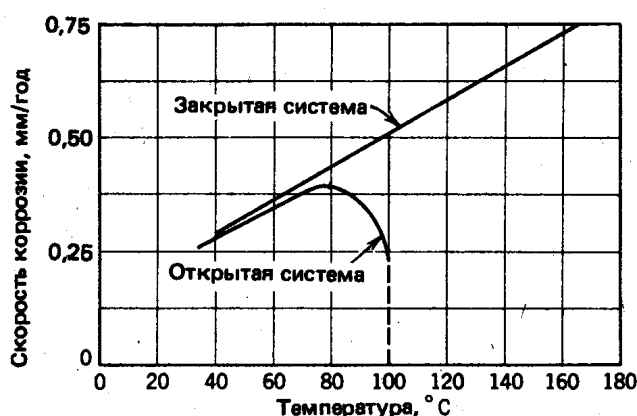


Рисунок П1.1.2. Зависимость скорости коррозии железа в воде от температуры для закрытой системы (кислород не может удаляться) и открытой системы (кислород может выделяться)

П1.1.13 Отличительной особенностью всех коррозионных процессов является их многостадийность. В общем виде можно выделить, как минимум, три стадии, каждая из которых способна определять скорость коррозии ме-

таллов: 1) перенос реагирующих веществ к поверхности раздела фаз – реакционной зоне; 2) собственно гетерогенная реакция; 3) отвод продуктов реакции из реакционной зоны. В зависимости от скорости протекания каждого из этих процессов судят о контролирующем факторе коррозии. Например, при замедленности диффузии реагентов к поверхности металла или продуктов коррозии в обратном направлении говорят о диффузионном контроле процесса; при медленности электрохимической реакции взаимодействия металла с компонентами коррозионной среды наблюдается кинетический контроль коррозионного процесса; при соизмеримости скоростей обеих стадий имеет место диффузионно-кинетический контроль.

П1.1.14 По условиям протекания и воздействия со стороны внешней коррозионной среды электрохимическая коррозия классифицируется на следующие типы:

- коррозия в жидких электролитах – коррозия в природных водах (морской, пресной, болотной, соленой и т.п.); кислотная, щелочная коррозия; коррозия в расплавленных солях и др.;
- подземная (грунтовая или почвенная) коррозия - коррозия, при которой среда рассматривается как дисперсно-пористый, иногда коллоидный электролит (подземные трубопроводы, кабели, обсадные колонны скважин, сваи, опоры, основания и т.п.);
- атмосферная коррозия – происходит под пленками влаги на поверхности металла, создающимися при их конденсации или при атмосферных осадках (эстакады, воздушные переходы трубопроводов, корабли, аппараты, стальные и ж/б конструкции, здания, кузова транспортных средств и т.п.);
- коррозия в условиях механического воздействия – коррозионная усталость, - коррозия, усиливаемая знакопеременными или пульсирующими механическими напряжениями (рессоры транспортных средств и др.); коррозионная кавитация – при энергичных механических воздействиях среды на металл (гребные винты морских судов); коррозионная эрозия (или коррозионное истирание) происходит при механическом истирающем воздействии на металл среды или содержащихся в ней твердых частиц (внутренняя коррозия скважин, газонефтепродуктопроводов при определенных условиях эксплуатации и т.п.);
- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) – возникает при одновременном воздействии на металл агрессивной среды и механических напряжений. В металле появляются трещины, которые приводят к разрушению конструкций и сооружений (трубопроводы, тросы и другие изделия);
- щелевая коррозия возникает в зазоре, частично экранированном от внешней среды и приобретающем по этой причине более отрицательный потенциал (анодный участок);
- контактная коррозия – локальная коррозия, которая возникает при электрическом контакте различных металлов. При этом разрушается

металл, имеющий более отрицательный стандартный электродный потенциал;

- межкристаллитная коррозия – локализуется по границам зерен структур сплава и имеет ярко выраженный ветвистый характер;
- коррозия внешним током – растворение анодным током участков сооружений, находящихся в электрическом поле внешних источников тока, например, установок катодной защиты соседних сооружений;
- коррозия блуждающим током – коррозия трубопроводов, вызываемая действием тока утечки электрифицированных железных дорог, или другими источниками постоянного и переменного тока промышленной частоты;
- биокоррозия – усиление коррозии стали в грунтах под влиянием продуктов жизнедеятельности сульфатредуцирующих и других бактерий.

П1.1.15 По характеру коррозионных поражений различают относительно равномерную – общую коррозию и неравномерную – локальную (язвенную или питтинговую коррозию).

Основной параметр, характеризующий процесс коррозии, – скорость коррозионного поражения металла.

П1.1.16 Скорость коррозии определяет потери металла с единицы поверхности в единицу времени и может быть выражена в массовых единицах ($\text{г/м}^2 \text{ час}$) или в виде глубины проникновения коррозии (мм/год).

П1.1.17 Пересчет массовых показателей коррозии в глубинные выполняется по формуле:

$$K_{\text{гп}} = \frac{K_{\text{пм}} \cdot 8,76}{\gamma}, \text{ мм/год} \quad (1)$$

где: $K_{\text{пм}}$ – потеря массы металла, $\text{г/м}^2 \text{ ч}$;

γ – удельная масса металла, г/см^3 .

П1.1.18 Для электрохимической коррозии используется также токовый показатель коррозии, который связан с массовым показателем по закону Фарадея соотношением:

$$i = \frac{K_{\text{пм}} \cdot nF}{A \cdot 10000}, \text{ А/см}^2 \quad (2)$$

где: i – токовый показатель коррозии, А/см^2 ;

n – валентность иона металла, переходящего в раствор;

F – постоянная Фарадея, А/час ;

A – атомный вес металла.

Например, для железа при плотности анодного тока, стекающего с поверхности металла, равной 100 мкА/см^2 скорость коррозии составляет $1.04 \text{ г/м}^2 \cdot \text{час}$ или $1,16 \text{ мм/год}$.

П1.2 Особенности подземной коррозии магистральных трубопроводов

П1.2.1 Подземная коррозия магистральных трубопроводов – физико-химическое взаимодействие наружной поверхности стальной стенки трубы с грунтом (грунтовым электролитом), вызывающее коррозионное поражение металла и приводящее к потере трубопроводом прочностных и функциональных свойств.

П1.2.2 Опыт эксплуатации трубопроводов показал, что, несмотря на меры по защите от коррозии, значительная часть разрывов магистральных газопроводов связана с коррозией наружной стенки трубы. Преждевременный выход из строя отдельных участков трубопроводов в результате подземной коррозии наносит большой материальный ущерб и требует больших затрат на поддержание остаточного ресурса и продление срока безаварийной эксплуатации подземных трубопроводов.

П1.2.3 Подземные изолированные органическими покрытиями газопроводы эксплуатируются уложенными в траншею ниже уровня промерзания грунта в условиях непосредственного контакта с грунтом обратной засыпки. Процесс коррозии происходит на границе «металл-покрытие-грунт» в зоне взаимодействия атмосферы, литосферы, гидросферы, техносферы и биосферы. Поэтому степень коррозионной опасности определяется совокупностью изменяющихся во времени химических, физико-химических, микробиологических и техногенных факторов.

П1.2.4 Основные трудности изучения коррозии МГ связаны с недетерминированностью коррозионной системы «металл-покрытие-грунт» и высокой гетерогенностью каждого из трех компонентов, определяющих термодинамику и кинетику коррозионных процессов.

П1.2.5 Неоднородность и избирательность коррозионного процесса определяется исходным состоянием металла, покрытия и грунта, а также результатом их взаимодействия в процессе эксплуатации газопровода.

П1.2.6 Металл малоуглеродистых и слаболегированных трубных сталей неоднороден по кристаллическому строению. Поверхность стали покрывают окисные слои различного химического состава, толщины и плотности. Металлургические дефекты, участки с механическими повреждениями и др., являются концентраторами напряжений (поверхностных и внутренних) в металле. Сварочные швы выступают над поверхностью трубы и создают каналы для переноса жидкой фазы под защитным покрытием.

П1.2.7 Защитное (изоляционное) покрытие газопроводов не однородно по толщине и конструкции. Наносится на недостаточно хорошо очищенную поверхность металла, имеет значительные механические и технологические повреждения. Размеры, суммарная площадь и места расположения сквозных повреждений по периметру трубопровода, как правило, неизвестны, близко расположенные дефектные участки трубопровода электрохимически взаимодействуют между собой, особенно в периоды отключения *катодной защиты*. При катодной защите в мелких дефектах и несплошностях изоляции происходит электроосмотический подсос влаги, а при повышенных

защитных потенциалах возможны - ускорение катодного отслаивания покрытий, локальное наводороживание стали и др. негативные явления.

П1.2.8 Грунт, соприкасающийся с защитным покрытием и металлом трубы, содержит твердую, жидкую и газовую фазы. Грунт оказывает механическое воздействие на защитные покрытия трубопровода, вызывает образование дополнительных повреждений и несплошностей, особенно в периоды усадки и циклических сезонных подвижек. Грунт не однороден по минералогическому и химическому составу, размеру, форме частиц, их распределению, пористости, проницаемости, наличию кристаллогидратов и коллоидных частиц.

П1.2.9 Жидкая фаза в грунтах присутствует в виде связанной, капиллярной и гравитационной воды. На распределение влаги оказывают влияние радиус и открытость пор, состав и концентрация растворенных солей, гидрогеология и уровень подповерхностных вод, количество осадков и их периодичность, расход влаги по мере высыхания и испарения, вертикальная и горизонтальная структурная неоднородность грунтов.

П1.2.10 Гетерогенная теория рассматривает коррозию как результат электрохимического взаимодействия многоэлектродных коррозионных элементов, образующихся на поверхности сооружений вследствие неоднородности поверхности металла и контактирующего грунта, выступающего в роли специфического электролита. Согласно этой теории, вся поверхность корродирующего сооружения разделена на катодные и анодные участки, образующие коррозионные элементы. При этом коррозионное повреждение (растворение) металла протекает на анодном участке площадью S_a (см²), а его скорость определяется плотностью анодного тока i_a (А/см²):

$$i_a = I / S_a \quad (3)$$

Коррозионный ток элемента I (А) определяется из выражения

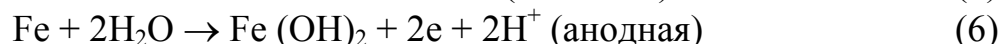
$$I = (\varphi_k - \varphi_a) / (R_a + R_k + R_c + R_m) \quad (4)$$

где φ_k и φ_a электродные потенциалы анодного и катодного участков в В; R_a , R_k – поляризационные сопротивления анодного и катодного участка в Ом, R_c , R_m – внешнее и внутреннее сопротивления коррозионной пары, Ом.

П1.2.11 При коррозии подземных сооружений функционируют различные коррозионные элементы: протяженные макропары, возникающие вследствие различной кислородной проницаемости отдельных участков грунта; макропары местной неоднородности грунта, различия глубины залегания конструкции, краевого эффекта; микропары, образование которых связано с микроструктурной неоднородностью грунта и самого металла; коррозионные микро- или макропары, связанные с несплошностью окисных слоев на поверхности металла (главным образом окарины) или вызываемые неравномерным распределением влаги на отдельных участках поверхности газопровода в зонах отслаивания защитного покрытия.

П1.2.12 Согласно кинетической, или *гомогенной* теории скорость коррозии определяется скоростью сопряженных электрохимических реакций и зависит от наиболее медленной из них.

На стальном трубопроводе, заглубленном в грунт, протекают одновременно как минимум две сопряженные реакции:



Каждой реакции соответствует определенная величина равновесного потенциала. При одновременном протекании обеих реакций на трубопроводе устанавливается компромиссный потенциал (потенциал коррозии), промежуточный между этими равновесными потенциалами. Его величина определяется поляризационными характеристиками данного участка поверхности конструкции (рисунок П1.2.1) и для стальных подземных газопроводов находится в пределах $-0,35 \dots -0,75$ В по медно-сульфатному электроду сравнения. В анаэробных грунтах стационарный потенциал может достигать $-0,8 \dots -0,82$ В (м.с.э.).

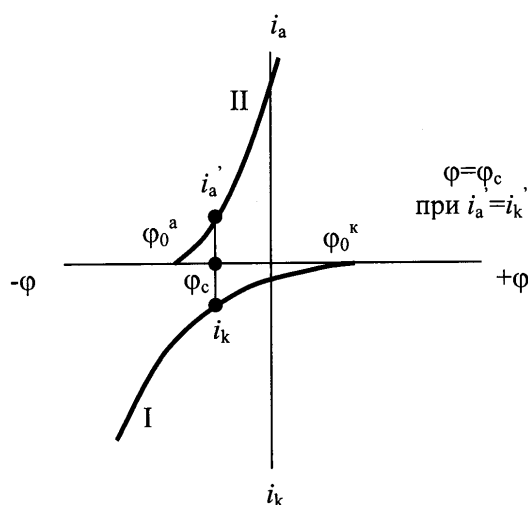


Рисунок П1.2.1. Пример поляризационной диаграммы коррозии стали с кислородной деполяризацией

I – катодная кривая $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$

II – анодная кривая $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+}$

П1.2.13 По данным электрохимической кинетики в грунтовых условиях преобладает катодный контроль, т.е. ограничение скорости коррозии стали со стороны катодной реакции. Для большой группы грунтов доля анодной поляризуемости стали не превышает 18-20%.

П1.2.14 Процесс зарождения и развития коррозионных поражений определяет комплекс факторов, в том числе структура и влажность грунта; условия влагопереноса; концентрация и состав солей в грунтовом электролите; величина pH; электропроводность грунта; уровень грунтовых вод; температура грунта и сооружения; качество защитного покрытия; наличие блуждающих токов; микробиологический фон; рельеф; гидрогеологические особенности местности и др. факторы.

П1.2.15 Влажность и структура (гранулометрический состав) грунта определяют скорость диффузии кислорода к поверхности металла. В таблице П1.2.1 приведены ориентировочные значения предельных плотностей тока

восстановления кислорода и соответствующее им расчетные скорости коррозии стали.

Таблица П1.2.1 - Влияние влажности на скорость диффузии кислорода и скорость коррозии стали

	Сильно увлажненные тяжелые грунты	Влажные песчаные грунты	Слабо влажные песчаные грунты
i_k мА/см ²	<0,01	0,01-1,0	>1,0
K_k мм/год	<0,12	0,12-11,6	>11,6

П1.2.16 На рисунке П1.2.2 приведена типичная зависимость скорости коррозии стали от влажности грунта. В слабовлажных грунтах скорость коррозии невелика из-за *пассивации* стали. С увеличением влажности скорость коррозии постепенно возрастает, причем сама коррозия приобретает неравномерный (язвенный) характер. Максимум достигается при влажности 12-17%, при дальнейшем увеличении влажности, вследствие затруднения доставки кислорода, коррозия становится более равномерной.

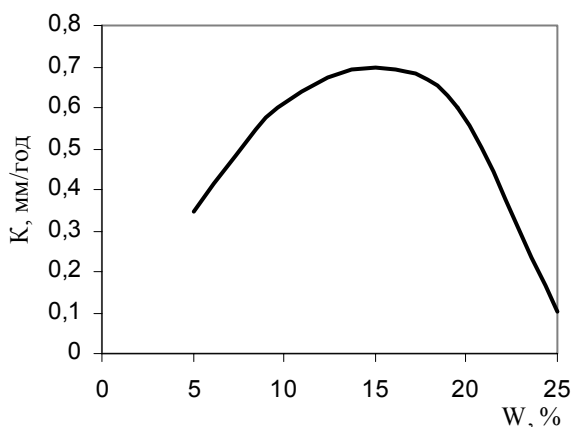


Рисунок П1.2.2. Зависимость скорости коррозии стали от влажности грунта

П1.2.17 На практике во многих случаях наблюдается тенденция к уменьшению скорости коррозии стали во времени. Однако, изменения во времени состава приэлектродного слоя электролита, его pH, влажности грунта, температуры и других факторов могут изменять условия развития коррозионных поражений, в отдельные периоды активизирует их рост. В частности, известно, что скорость коррозии стали в солончаках может достигать 4-5 мм/год в зимний и уменьшаться до 0,7 мм/год - в летний период.

П1.2.18 Наименьшее коррозионное воздействие грунтов на сталь наблюдается при pH электролита от 10 до 12. Наибольшая глубина локальных коррозионных поражений наблюдается в нейтральных или слабощелочных грунтах, содержащих значительное количество хлор- и сульфат ионов. С уменьшением содержания хлоридов и сульфатов глубина коррозионных по-

ражений снижается. Однако функциональной зависимости между этими показателями и интенсивностью коррозионных поражений трубопровода не наблюдается, т.к. на развитие коррозии влияет комплекс различных по воздействию факторов.

П1.2.19 Статистика отказов показывает, что с восьмидесятых годов на магистральных газопроводах наблюдается проявление нового вида коррозионного поражения – стресскоррозии или коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) - и его преобладание с 1995 года над другими видами коррозионных поражений. При этом наблюдается спад и относительная стабилизация отказов МГ по причине наружной коррозии (рисунок П1.2.3).

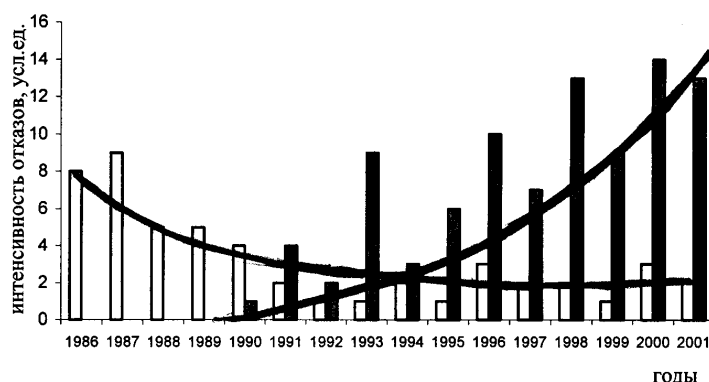


Рисунок П1.2.3. Динамика коррозионных отказов магистральных газопроводов

- - отказы по причине наружной коррозии
- - отказы по причине КРН

П1.2.20 Средний период эксплуатации газопроводов до разрушения по механизму КРН составляет 9-11 лет (рисунок П1.2.4). Причина снижения интенсивности отказов по причине КРН через 9-11 лет эксплуатации газопроводов связана с двойственной природой развития трещин: их тенденцией к цементации или коррозионному растравливанию в процессе длительной эксплуатации.

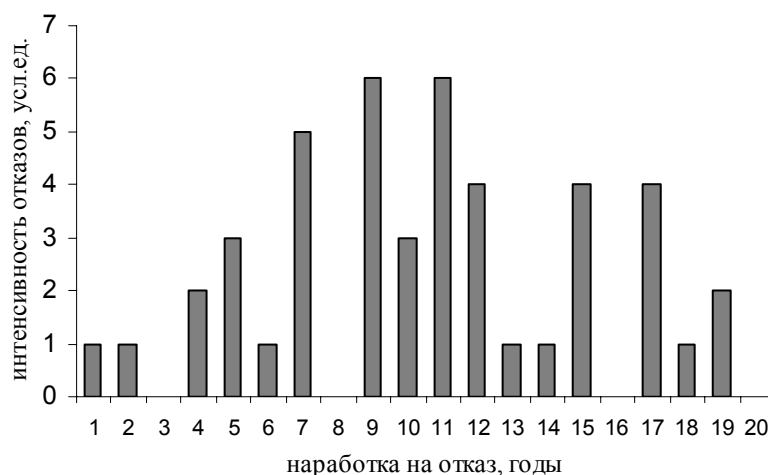


Рисунок П1.2.4. Период эксплуатации газопроводов до разрушения по причине КРН

П1.2.21 Наблюдается характерная ориентация очагов КРН в виде кольцевых трещин по периметру (рисунок П1.2.5). Преимущественное зарождение и развитие колоний трещин в нижней трети трубы вызвано более сильным разрушением изоляции нижней (опорной) части трубы, а также перетоками подповерхностных вод, содержащих компоненты, ускоряющие рост трещин КРН.

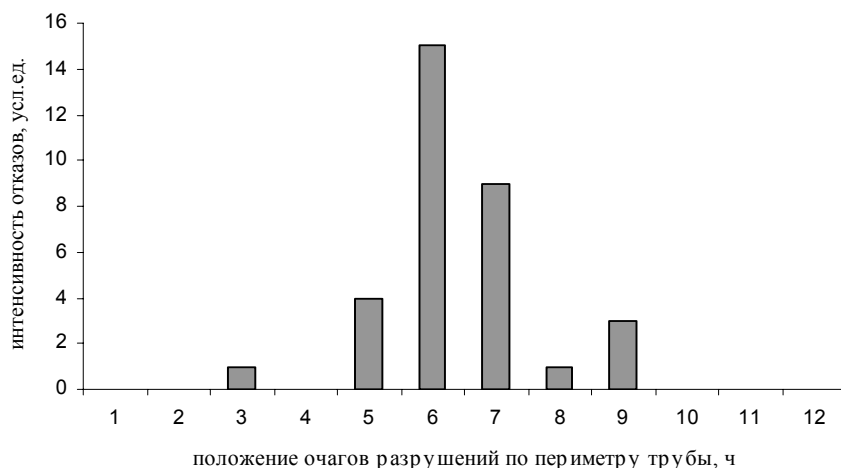


Рисунок П1.2.5. Распределение очагов разрушений по периметру трубы

П1.2.22 На рис. П1.2.6 показано распределение интенсивности коррозионных разрывов МГ по причине КРН по временам года. Удвоение числа отказов в весенний период, видимо, связано с резким усилением фактора механического воздействия в период сезонных подвижек газопровода. Прослеживается снижение интенсивности отказов в переходный период «лето–зима», связанное с сезонным уменьшением температуры внешней среды.

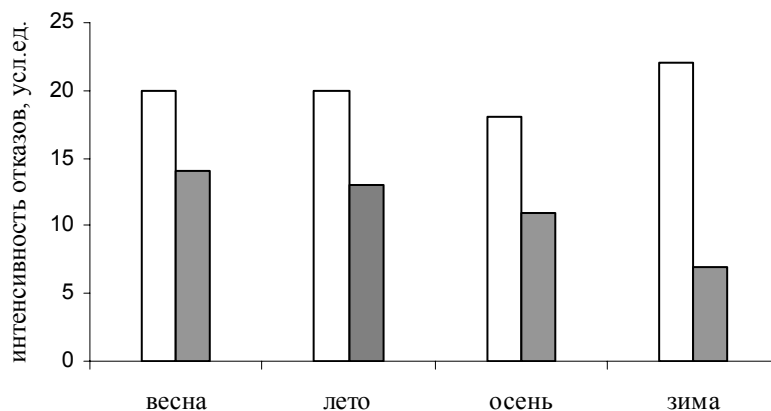




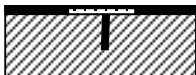

Рисунок П1.2.6. Распределение коррозионных разрывов по временам года

□ - всего, ■ - по причине КРН

П1.3 Основные виды коррозии МГ

П1.3.1 Характеристика основных видов коррозионных проявлений на магистральных газопроводах представлена в таблице П1.3.1.

Таблица П.1.3.1 - Характеристика основных проявлений коррозии на магистральных газопроводах

	Вид коррозии	Характер коррозионных поражений	Максимальное проявление	Влияние и характеристика ЭХЗ
Коррозия в зонах открытых сквозных дефектов защитного покрытия (тип «А»)	Электрохимическая коррозия	 язвы неправильной формы K_{\max} до 4 мм/год при $\rho_r < 5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	в анодных зонах макропар и низкоомных грунтах	сильное при недозащите по протяженности или во времени: при $E_{\text{пол}} > E_{\text{min}}$
	Электрокоррозия – анодное растворение блуждающими токами	 каверны, свищи с гладкими стенками потери до 9 кГ·А/год	в анодных и знакопеременных зонах при сближении с источниками постоянного и переменного тока при $\rho_r \leq 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	сильное при недозащите по протяженности или во времени: при $E_{\text{пол}} > E_{\text{min}}$
	Катодное коррозионное (водородное) растрескивание (на МГ незначительно)	 транскристаллитные трещины	при наличии промоторов водорода в почвенном электролите	сильное при избыточной защите: $E_{\text{пол}} < E_{\text{max}}$ и $j_k \geq 1 \text{ мА/см}^2$
Коррозия в зонах отслаивания пленочной полимерной и битумной	Коррозионное растрескивание под напряжением	 колонии межкристаллитных трещин $K_{\max} = 1,0 - 1,5 \text{ мм/год}$	в нижней трети трубы в плохо аэрируемых грунтах и зонах водотоков и концентраторов напряжений в сталях повышенной прочности $\varphi_{\text{ст.}} = -0,7 - 0,75 \text{ В}$	отсутствует вдали от сквозных дефектов пленочной изоляции; положительное в зонах подщелачивания и диффузии под изоляцию электролита с $\text{pH}=10-12$

	«Подпленочная» коррозия	обширные очаги язвенной коррозии; отдельные каверны с гладкими стенками и плоским дном; смыкающиеся каверны $K_{\max} = 1,0 - 1,2$ мм/год	преимущественно в нижней половине трубы; в тяжелых засоленных грунтах; при наличии сульфат восстанавливающих и других бактерий	незначительное вдавли от сквозных дефектов пленочной изоляции; положительное для трубопроводов с битумной изоляцией при $R_{\text{пер}} < 10^3 \text{ Ом.м}$ и при $E_{\text{пол}} > E_{\text{min}}$
--	-------------------------	--	--	---

K_{\max} – максимальная скорость коррозии, $\rho_{\text{г}}$ – удельное электросопротивление грунта, $E_{\text{пол}}$ – поляризационный потенциал трубы, E_{min} – минимальный защитный потенциал, $j_{\text{к}}$ – плотность катодного тока, E_{max} – максимальный защитный потенциал, $\phi_{\text{ст.}}$ – стационарный потенциал, pH – концентрация ионов водорода, $R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление изоляции.

П1.3.2 При всем различии механизмов и доминирующих факторов коррозии все виды коррозионных поражений, можно однозначно разделить на две группы: тип «А» – коррозионные повреждения, которые зарождаются и развиваются в открытых (сквозных) дефектах защитного покрытия газопровода и тип «Б» – повреждения, которые возникают вне зон открытых дефектов под отслоившейся изоляцией в местах, практически, недоступных для действия катодной защиты (рисунок П1.3.1).

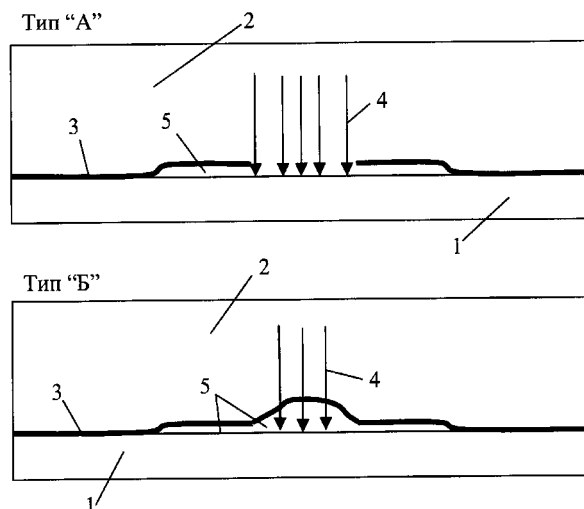


Рисунок П1.3.1. Два типа локализации коррозионных поражений в зависимости от вида дефекта защитного покрытия

тип «А» - коррозия в открытых дефектах покрытия

тип «Б» - коррозия под защитным покрытием

1 – трубопровод, 2 – грунт, 3 - защитное покрытие, 4 – зона коррозии, 5 – грунтовый электролит

П1.3.3 Эту особенность локализации коррозионных повреждений МГ необходимо учитывать при выборе оптимальных мер борьбы с коррозией. В зависимости от соотношения между типами коррозионных поражений «А» и «Б» планируется потребность в ремонте изоляции газопроводов или в усилении (реконструкции) систем ЭХЗ.

П1.3.4 Вторая особенность коррозионных поражений МГ, которая относится, практически, ко всем видам коррозии – это неравномерность распределения коррозии по окружности трубы. Подавляющая часть каверн и трещин приходится на нижнюю часть трубопровода, приблизительно, на 4...8 часов по окружности газопровода. Эта особенность предъявляет обязательное требование к подготовке полноразмерных шурфов при оценке коррозионного состояния газопровода для обеспечения свободного доступа к осмотру и инструментальному обследованию коррозионных повреждений в нижней части трубы при выполнении контрольных шурфований.

Электрохимическая грунтовая коррозия

П1.3.5 Этот вид коррозии развивается только в дефектах изоляции типа «А», характеризуется наличием коррозионных каверн неправильной формы, наиболее активно проявляется в низкоомных грунтах ($\rho_{гр} < 5 \text{ Ом}$) на участках газопроводов с недостаточной эффективностью электрохимзащиты по протяженности и/или во времени.

П1.3.6 Магистральные газопроводы подвергаются преимущественному воздействию протяженных коррозионных макропар вследствие неодинаковой кислородной проницаемости грунтов по длине сооружения. Пример пары дифференциальной аэрации, функционирующей по длине подземного трубопровода, показан на рисунке П1.3.2. Наибольшая вероятность возникновения опасной коррозии реализуется в анодных зонах макропар, примыкающих к границам с катодными участками. Максимальная скорость коррозии реализуется на анодных участках, имеющих локальные сквозные повреждения изоляции, площадь которых во много раз меньше сопряженной катодной поверхности газопровода. Протяженность макропар зависит от электропроводности грунта и обычно составляет десятки или сотни метров, в редких случаях она возрастает до 1-2 километров.

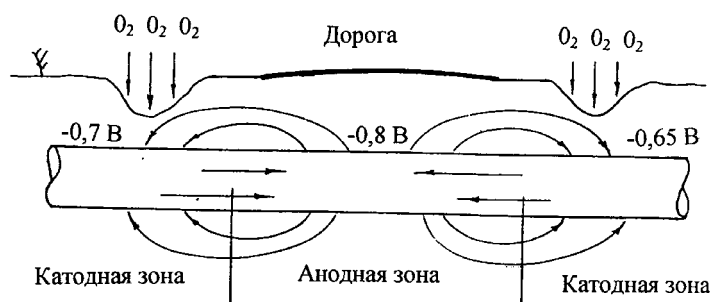


Рисунок П1.3.2. Пример пары дифференциальной аэрации, функционирующей по длине подземного трубопровода

П1.3.7 Основные причины создания коррозионно-опасных участков на газопроводах функционирования макропар дифференциальной аэрации за счет:

- неоднородности рельефа местности, гидрогеологической структуры, состава почвообразующих пород;

- аномалий электрических свойств грунтов;
- изменения гранулометрического состава и влажности грунтов, их капиллярных и водоудерживающих свойств;
- неправильной технологии разработки и засыпки траншеи.

П1.3.8 Определенное значение в образовании макрокоррозионных элементов на трубопроводах имеет отключение катодной защиты, которое приводит к созданию локальных участков с разными электрохимическими потенциалами, определяемыми различием значений pH приэлектродного слоя.

П1.3.9 Скорость локальной коррозии трубной стали сильно отличается от скоростей общей коррозии в условиях функционирования макрокоррозионных пар и сильно зависит от агрессивности грунтов (таблица П1.3.2)

Таблица П1.3.2 - Зависимость скоростей локальной и общей коррозии от коррозионной агрессивности грунтов при наличии и отсутствии макрокоррозионных пар (DIN 50929)

№№ п/п	Коррозионная агрессивность грунтов	Скорость коррозии, мм/год			
		В отсутствии макропар		При наличии макропар	
		общей	локальной	общей	локальной
1	Практически не агрессивные	0,005	0,03	0,01	0,06
2	Слабо агрессивные	0,01	0,05	0,02	0,1
3	Агрессивные	0,02	0,2	0,005	0,5
4	Сильно агрессивные	0,06	0,4	0,2	>1,0

П1.3.10 Скорость роста каверн внизу трубы в среднем в 1,5 раза превышает скорость развития каверн в верхней части трубопровода. Такое соотношение скоростей связано со значительно более высокой повреждаемостью изоляции снизу трубы и с параллельной работой пар дифференциальной аэрации по протяженности и глубине залегания трубопровода. С ростом диаметра трубы значение макропар, работающих по глубине залегания трубопровода, возрастает (рисунок П1.3.3).

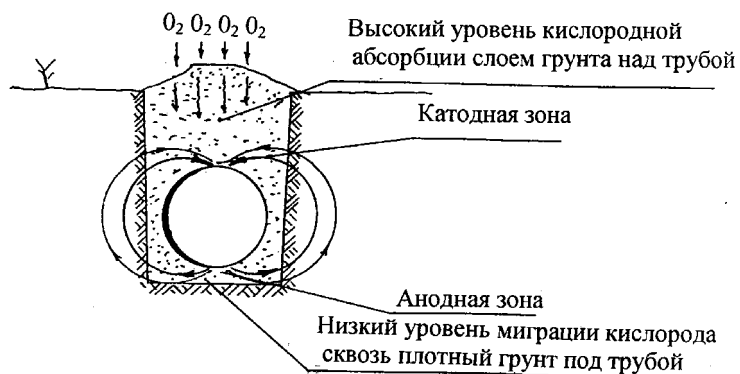
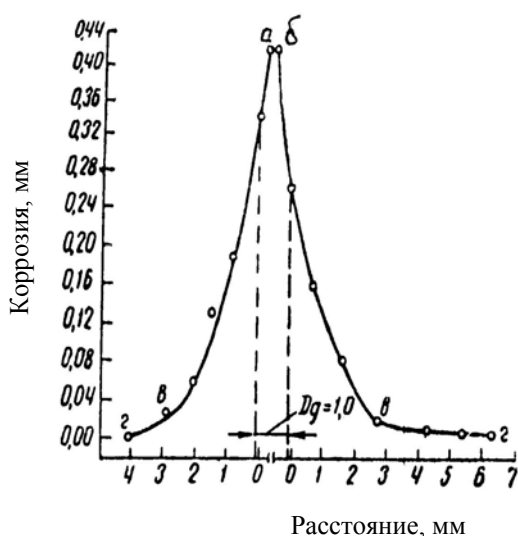


Рисунок П1.3.3. Пример пары дифференциальной аэрации, функционирующей по глубине залегания трубопровода

П1.3.11 Скорость коррозии стали в зонах сквозных дефектов покрытия зависит от места расположения дефектов на поверхности трубопровода, вида покрытия и агрессивности коррозионной среды. На рисунке П1.3.4 показано типичное распределение коррозии металла в открытом дефекте и под изоляционным покрытием. На кривой имеются три характерных участка: участок максимальной коррозии в зоне дефекта (а-б), участок резкого уменьшения коррозии (б-в) и участок постепенного снижения скорости коррозии (в-г). Первый участок имеет площадь, определяемую 1-2 диаметрами дефекта; второй – распространяется не более чем на 2-3 диаметра дефекта; третий – занимает всю зону отслаивания покрытия. Наибольшее значение в реальных условиях имеет третий участок, поскольку на первом и втором коррозия металла тормозится электрохимической защитой. При дефектах диаметром менее 1 мм возможна пассивация металла, вследствие отложения в канале дефекта плотных катодных осадков и продуктов коррозии. При диаметрах свыше 3 мм опасность развития язвенной коррозии значительно возрастает.



П1.3.4 Типичное распределение коррозии металла в открытом дефекте и под изоляционным покрытием

П1.3.12 Особенно опасно попадание плотного грунта (глины, известняка и т.п.) на металлическую поверхность трубы в более мягком и легком (например, песчаном) грунте, которая приводит к образованию макропар под действием местной неоднородности грунтов.

П1.3.13 Экспериментально показано, скорость коррозии анодного участка при работе местной макропары в песчаном грунте 10% влажности может достигать 1,6 мм/год. Подобные макропары работают при очень больших плотностях тока и способны вызывать быстрый рост коррозионных каверн под комками плотного грунта.

Электрокоррозия

П1.3.14 Электрокоррозия (анодное растворение) развивается преимущественно в дефектах изоляции типа «А», характеризуется отдельными кавернами или свищами с относительно гладкими стенками, проявляется при эксплуатации газопроводов в анодных и знакопеременных зонах. Электрокоррозии наиболее опасна в грунтах с удельным электросопротивлением менее 20 Ом.м в зонах сближения или пересечения газопровода с источниками блуждающих постоянных токов, в основном, электрифицированными железными дорогами. Основным критерий возможности проявления электрокоррозии $E_{пол} > E_{min}$, т.е. постоянное или временное отклонение потенциала трубопровода от величины минимального защитного потенциала в область более положительных значений. Скорость электрокоррозии может оцениваться по образцам свидетелям или вспомогательным стальным электродам, подключенным к трубопроводам в анодных и знакопеременных зонах блуждающих токов.

Катодное (водородное) растрескивание

П1.3.15 Катодное (водородное) растрескивание под действием катодной защиты газопроводов возможно только в дефектах изоляции типа «А». По данным зарубежных источников оно проявляется на магистральных трубопроводах в виде трещин, образующихся при аномальных условиях эксплуатации трубопроводов. Для образования трещин необходимы: определенная концентрация промоторов водорода в почвенном электролите; наличие на отдельных участках поверхности стальной стенки трубы зон повышенной твердости, так называемых “долларовых” участков (с мартенситной структурой), наличие в этих зонах плотностей катодного тока, превышающих 1 mA/cm^2 , приводящих к локальному водородному охрупчиванию трубных сталей. На подавляющем большинстве отечественных магистральных газопроводов, подобные условия не выполняются. Лабораторные исследования и специально поставленный промышленный эксперимент показал, что в обычных условиях эксплуатации при существующих режимах катодной защиты водородное охрупчивание и растрескивание современных трубных сталей не происходит.

Анодное коррозионное растрескивание

П1.3.16 Анодное коррозионное растрескивание (КРН) или стресскоррозия – проявляется только в дефектах типа «Б», характеризуется образованием колоний продольных трещин, как правило, на 5-7 часов в плохо аэрируемых глинистых грунтах при периодических увлажнениях или слабых водотоках в нижней части трубы. Потенциал коррозии стали на этих участках $\varphi_{ст} = -0,7-0,75 \text{ В}$, рН почвенного электролита 5,5-7,5.

П1.3.17 Из опыта эксплуатации МГ известно, что растрескивание происходит на уровне напряжений 0,6-0,7 от предела текучести и наиболее интенсивно проявляются на газопроводах диаметром 1220-1420 мм с изоляционным покрытием липкими полимерными лентами трассового нанесения. Колонии трещин локализуются в зонах отслоения пленочной изоляции в условиях нестационарного увлажнения тела трубы грунтовыми водами специфического состава.

П1.3.18 Колонии трещин, приводящих к разрыву трубопровода, ориентированы преимущественно параллельно оси трубопровода и локализованы в нижней части трубы, а на криволинейных участках – перпендикулярно изгибающим напряжениям, как правило, на уровне колебания водотоков грунтовых вод, пересекающих газопровод. Исследование влияния электрохимической защиты на КРН магистральных газопроводов показало, что интенсивность поглощения водорода стальной стенкой трубы под воздействием катодной поляризации недостаточна для развития трещин по механизму водородного растрескивания для сталей категории прочности X70 при существующих режимах катодной защиты. Исключение могут составлять специфические грунтовые условия с высоким содержанием промоторов водорода в грунтовом электролите.

П1.3.19 Статистика разрывов трубопроводов указывает на возможность торможения развития трещин КРН под действием катодной защиты, которая проявляется в отсутствии трещин в открытых дефектах защитного покрытия и зонах, непосредственно прилегающих к этим дефектам.

П1.3.20 Основные факторы КРН, подтвержденные статистикой отказов магистральных газопроводов, - влияние технологии изготовления труб и стального листа, сезонных подвижек грунта; увеличение числа отказов с увеличением диаметра газопровода, прочности стали; практическое отсутствие отказов на возвышенных участках прокладки газопроводов и на газопроводах с битумной изоляцией.

Подпленочная коррозия МГ

П1.3.21 Так называемая «подпленочная» коррозия развивается в дефектах изоляции типа «Б» заполненных грунтовым электролитом, характеризуется обширными очагами язвенной коррозии, как правило, развивающейся в нижней половине трубопровода в тяжелых, плохо аэрируемых грунтах в зонах отслоения изоляции и периодического увлажнения стальной стенки трубы грунтовым электролитом.

П1.3.22 Определяющим фактором коррозии металла под покрытием является степень пассивированности поверхности металла и возможность ее активации.

П1.3.23 При наличии или образовании в процессе эксплуатации газопровода зон отслоения изоляции, подпленочная коррозия может рассматриваться как частный случай шелевой коррозии, при которой затрудняется доступ деполяризатора (кислорода) в глубину трещины, однако переменное ув-

лажнение и высыхание пленки электролита на теплой поверхности газопровода может приводить к активации дискретно протекающих процессов.

П1.3.24 Наличие адгезионной связи (сцепления) покрытия с металлом затрудняет отслаивание и развитие коррозионного процесса. Степень торможения коррозии адгезионным слоем зависит, с одной стороны, от качества нанесения покрытия, а с другой – от степени коррозионной агрессивности среды. Присутствие на металле первичного слоя окислов (окалины) тормозит анодную реакцию, но активизирует действие макропар. Активизация процесса коррозии происходит и при адсорбции веществ, разрушающих окисный слой Cl^- , SO_4^- и др.

П1.3.25 Многолетняя практика эксплуатации газопровода показала, что для газопроводов с битумной и пленочной изоляцией, эксплуатируемых в слабо агрессивных грунтах, скорость коррозии под изоляцией и в зонах ее отслоения не велика. Однако в ряде случаев в условиях переменного увлажнения возможно развитие интенсивной язвенной коррозии.

П1.3.26 На рисунке П1.3.5 показана схема, поясняющая один из механизмов коррозии газопровода с битумной изоляцией на участке газопровода Средняя Азия-Центр в зоне периодического смачивания грунтовыми электролитом высокой агрессивности.

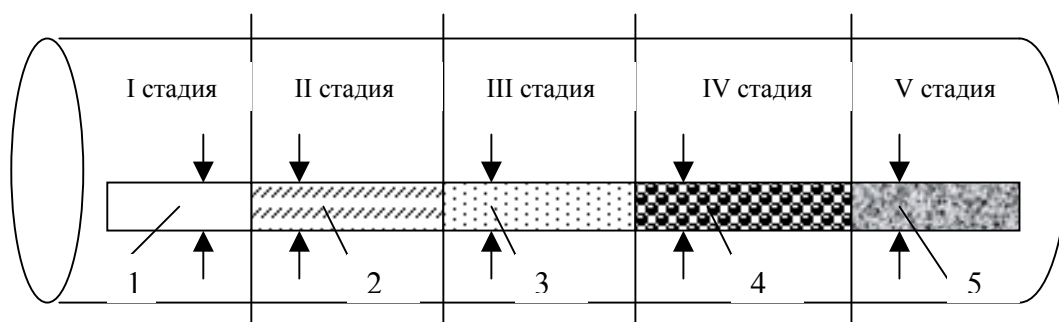


Рисунок ПП.3.5. Схема развития коррозионного процесса газопровода с битумным защитным покрытием на участках сор

1 – зона периодического увлажнения и высыхания грунтов; 2 – зона растрескивания битумной изоляции; 3 – зона периодического контакта наружной металлической стенки газопровода с минерализованным электролитом; 4 – зона «выноса» частиц битумного покрытия продуктами коррозии в грунт; 5 – зона образования специфической цепочки каверн вдоль образующей в нижней части газопровода

П1.4 Коррозионно-опасные участки магистральных трубопроводов

П1.4.1 Подземный газопровод представляет собой многоэлектродную коррозионную систему в виде множества рассеянных по поверхности трубопровода коррозионных микро- и макроэлементов. Новое изоляционное покрытие газопроводов высокого качества в значительной мере сокращает число коррозионных элементов газопровода, а покрытие с большим количеством пор и дефектов вносят дополнительный фактор гетерогенности в работу коррозионной системы, в одних случаях ослабляя, а в других усиливая работу отдельных коррозионных элементов.

П1.4.2 Не все коррозионные элементы представляют практическую опасность для сооружения. Развитие наружной коррозии стенок труб носит избирательный характер. Очаги интенсивной коррозии (каверны и трещины), как правило, развиваются локально на небольших участках трубопроводов. Основная часть примыкающей к этим участкам поверхности газопроводов коррозии практически не подвергается, т.е. коррозия газопроводов имеет характер локальных поражений, к которому неприменимы методы контроля по потере массы образцов, устанавливаемых без учета специфики взаимодействия коррозионных элементов.

П1.4.3 Опыт эксплуатации газопроводов показывает, что даже сквозные повреждения изоляции, в которых следовало бы ожидать наиболее интенсивное развитие коррозии, не во всех случаях приводят к значительной коррозии, а в ряде случаев коррозия в них, практически, отсутствует.

П1.4.4 Неравномерное распределение опасных коррозионных поражений по поверхности газопроводов связано не только с различными видами и характером повреждений защитных покрытий. Наличие открытых дефектов или отслаивания изоляции является лишь необходимым, но не достаточным условием для развития коррозионного процесса. Примечательно, что и гетерогенность грунтов не во всех случаях приводит к созданию опасных коррозионных элементов. Только неблагоприятное для конкретного участка сооружения сочетание коррозионных свойств грунта с характером и распределением дефектов в изоляционном покрытии приводит к развитию каверн, трещин КРН или язв подпленочной коррозии, снижающих остаточный ресурс трубопровода.

П1.4.5 Наряду с рассмотренными в П1.2 и П1.3 признаками, отражающими специфику грунтово-почвенной коррозии подземных сооружений, существует еще целый ряд факторов, ускоряющих процессы коррозии на отдельных участках магистральных газопроводов:

- влияние блуждающих токов в земле, значительно расширяющих зону и усиливающих опасность коррозии в основном на анодных участках газопроводов;
- повышенная температура транспортируемого продукта, резко усиливающая скорость грунтово-почвенной коррозии стали при тех же параметрах защиты и ускоряющая термостарение изоля-

ционных покрытий, на участках МГ на выходе с компрессорных станций;

- механическое воздействие со стороны грунта: а) нормальной составляющей, приводящей к продавливанию изоляции; б) тангенциальной составляющей, приводящей (в связных грунтах) к «обдиранию» изоляции при температурных перемещениях газопроводов и в периоды сезонных увлажнений и высыханий грунтов;
- микробиологическая коррозия, локализуемая на отдельных участках МГ в основном в плотных анаэробных грунтах за счет жизнедеятельности сульфат-восстанавливающих и других бактерий.

П1.4.6 В таблицу П1.4.1 сведены основные группы факторов и дана экспертная оценка степени их влияния на различные виды коррозионных поражений участков газопроводов на основе длительного опыта эксплуатации. П1.4.7 Различие видов и механизмов коррозии МГ создает определенные затруднения в выборе единого критерия оценки степени коррозионной опасности подземных трубопроводов.

П1.4.8 Согласно ГОСТ 9.602 для оценки опасности подземной коррозии стальных конструкций рекомендуется критерий коррозионная агрессивность грунтов, учитывающий удельное электрическое сопротивление грунта и среднюю плотность катодного тока при смещении потенциала стали на 100 мВ (таблица П.1.4.2).

Таблица П1.4.1 - Влияние основных групп факторов на коррозию магистральных газопроводов

№№ групп факторов	Наименование группы факторов	Степень влияния по видам коррозионных поражений газопровода				
		в открытых дефектах защитных покрытий			в зонах отслаивания изоляции	
		коррозия блуждающими токами	коррозия под действием макропар	коррозия в зонах перем. смачивания	КРН	"подпленочная" коррозия
1	2	3	4	5	6	7
1	<u>Металлургическая</u> (неоднородность структуры, внутрен. напряжения, загрязнения, содержание металлургического водорода и др.)	О	Н	Н	С(Т)	-
2	<u>Состояние защитного покрытия</u> (сквозные дефекты, отслоения, газопрони-	С(Я)	С(Я)	С(Я)	С(Т)	-

	цаемость и др.)					
3	<u>Воздействие грунта</u> (механическое, химическое) ($\rho_{гр}$, влажность, засоленность, pH и др.)	С(Я)	С(Я)	С(Я)	С(Т)	С(Я)
4	<u>Технологическая</u> (температура, давление, пульсации газа)	Н	Н	Н	С(Т)	-
5	<u>Электрическая</u> (катодная защита, блуждающие токи, грозовые перенапряжения)	С(Я)	С(Я)	Н	О	О

С – сильное, Н – незначительное, О – отсутствует, Т – образование колоний трещин, Я – язвенная коррозия

Таблица П1.4.2 - Коррозионная агрессивность грунта

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом.м	Средняя плотность катодного тока, А/м ²
низкая	свыше 50	до 0,05
средняя	от 20 до 50	от 0,05 до 0,2
высокая	до 20	св. 0,2

П1.4.9 Этот критерий в большей степени определяет коррозионную опасность локальных конструкций и сооружений, чем трубопроводов, имеющих неравномерное и неопределенное распределение электродных потенциалов по длине сооружения. Критерий не учитывает сильного влияния макрокоррозионных элементов на скорость коррозии сооружений (рис. П.1.3.2; П.1.3.3), которая может отличаться от общей и локальной скорости коррозии в несколько раз (таблица П1.4.2).

П1.4.10 Для учета влияния пар дифференциальной аэрации протяженных подземных сооружений был предложен критерий – коррозионная активность участка трассы, который учитывал влияние неоднородности трассы на создание коррозионных элементов. Коррозионная активность участка трассы оценивалась по изменению кислородной проницаемости грунтов вдоль трассы и среднему омическому сопротивлению данного участка трубопровода.

П1.4.11 Этот критерий не нашел распространения на магистральных трубопроводах, поскольку не мог учитывать влияния и распределения сквозных повреждений в изоляции на формирование коррозионных макро и микроэлементов.

П1.4.12 ВНИИГАЗ для оценки коррозионной опасности МГ предложил обобщенный критерий коррозионная опасность участка трубопровода, наиболее полно учитывающий комплекс факторов, влияющих на коррозию кон-

кретного участка трубопровода, независимо от механизма коррозии и характера коррозионных поражений.

П1.4.13 На практике для выявления участков газопроводов высокой (ВКО) и повышенной (ПКО) коррозионной опасности используются интегральные параметры коррозии, производные от глубины и интенсивности коррозионных поражений газопровода.

П1.4.14 Протяженность и границы участков ВКО и ПКО определяются по максимальным и средним скоростям коррозии, которые оцениваются на основе данных коррозионных отказов (разрывов или свищей), инструментального обследования газопроводов в шурфах и по данным внутритрубной дефектоскопии газопроводов. Изменение скорости коррозии во времени оценивается по результатам повторных пропусков снарядов-дефектоскопов и по показаниям индикаторов коррозии, устанавливаемых в зонах повышенной и высокой коррозионной опасности (Том1, раздел 8.1, 8.2 и 8.5).

П1.4.15 На выявленных коррозионно-опасных участках предусматривается усиленный регламент обслуживания газопроводов, предусматривающий более частую диагностику методами внутритрубной дефектоскопии и электрометрии, выявление сквозных дефектов в изоляции, детальный контроль поляризационного потенциала по протяженности газопровода, меры по усилению систем электрохимической защиты, включая резервирование, дистанционный контроль, установку контрольно-диагностических пунктов для наблюдения за кинетикой коррозии и другие элементы коррозионного мониторинга (Том 1, раздел 8.6).

Приложение 2 (справочное)

П2 ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

П2.1 Методы защиты подземных трубопроводов

П2.1.1 Методы защиты разделяются на пассивные и активные. Пассивный метод защиты от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это достигается нанесением на трубу защитных покрытий. Активный метод электрохимической защиты обеспечивает торможение коррозии путем смещения потенциала трубопровода в несплошностях изоляции до уровня, обеспечивающего допустимую коррозию трубопровода.

П2.1.2 Защитные покрытия, наносимые на поверхность трубы должны удовлетворять следующим требованиям:

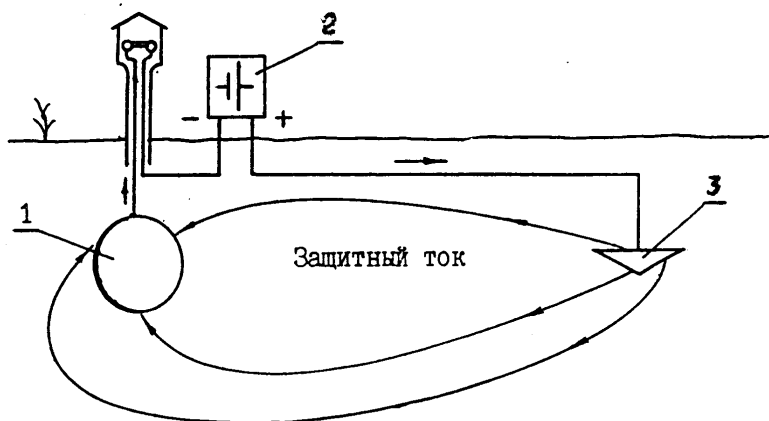
- быть химически стойкими;
- обладать высоким электрическим сопротивлением;
- обладать достаточной адгезией к металлу;
- иметь высокую механическую прочность;
- обладать устойчивостью к воздействию климатических факторов;
- сохранять свои свойства при воздействии низких и высоких температур;
- не иметь механических повреждений и заводских дефектов;
- обладать устойчивостью к воздействию различных видов бактерий;
- не содержать компонентов, оказывающих коррозионное действие на металл.

П2.1.3 На практике не удастся добиться полной сплошности изоляционного покрытия. Различные виды покрытия имеют различную диффузионную проницаемость и поэтому обеспечивают различную степень изоляции трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие дефекты. Наиболее опасными для трубопроводов являются остающиеся без защиты сквозные повреждения защитного покрытия, где возможно развитие локальной коррозии с большими скоростями на небольших (менее 1%) участках поверхности трубопровода.

П2.1.4 Так как пассивным методом не удастся осуществить полную защиту трубопровода от коррозии, одновременно применяется электрохимическая защита, обеспечивающая торможение электрохимических процессов, протекающих на границе металла трубы и грунтового электролита в открытых дефектах изоляции. Такая совместная активно-пассивная защита носит название комплексной защиты.

П2.1.5 Катодную защиту осуществляют двумя способами:

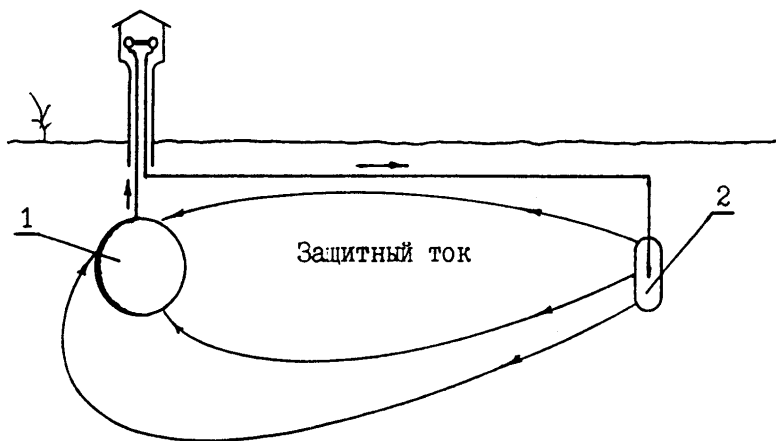
- применением внешних источников постоянного тока, отрицательный вывод которых подключается к защищаемому сооружению (газопровод, оболочка кабеля, резервуар, обсадная колонна скважины и т.д.), а положительный - к анодному заземлению (рисунок 2.1.1);



- 1 – трубопровод,
- 2 – источник постоянного тока,
- 3 – анодное заземление.
-

Рисунок 2.1.1 – Принцип электрохимической защиты с помощью поляризации от источника постоянного тока

- применением протекторов (жертвенных анодов) из сплава, имеющего более отрицательный естественный потенциал в данной среде, которые электрически подключают к защищаемому сооружению (рисунок 2.1.2).



- 1 – трубопровод,
- 2 – протектор.

Рисунок 2.1.2 – Принцип электрохимической защиты с помощью протекторов

П2.1.6 При дренажной защите участок защищаемого сооружения, находящийся в зоне стекания блуждающих постоянных токов подключают к источнику блуждающих токов, что предотвращает стекание этих токов с сооружения в грунт.

П2.1.7 Степень замедления коррозии зависит от величины смещения потенциала. Необходимая степень защищенности достигается, когда скорость коррозии снижается до значения, обеспечивающего необходимый период эксплуатации сооружения. Основные критерии электрохимической защиты магистральных трубопроводов приведены в таблице П2.1.1.

Таблица П2.1.1 - Минимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
Грунты с уд. электрическим сопротивлением не менее 10 Ом.м; с содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта; темп. транспортируемого продукта не более 293 К	-0,85	-0,90
Грунты с уд. электрическим сопротивлением менее 10 Ом.м; сод. водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта; опасное влияние блуждающих токов пром. частоты (50 Гц) и постоянных токов; возможная микробиологич. коррозия; темп. транспортируемого продукта св. 293 К	-0,95	-1,05
Примечания: Для трубопровода, температура транспортируемого продукта которого не более 278 К, минимальный поляризационный защитный потенциал равен -0,80 В; минимальный защитный потенциал с омической составляющей при темп. транспортируемого продукта от 323 К до 343 К равен -1,10 В; от 343 до 373 К – -1,15 В; для грунтов с высоким уд. сопротивлением (более 100 Ом.м) значения минимального потенциала с омической составляющей должны быть определены экспериментально или расчетным путем в соответствии с нормативной документацией.		

П2.1.8 Поляризационные потенциалы точнее определяют степень защищенности трубопроводов, чем потенциалы с омической составляющей. Поэтому по их значениям необходимо оценивать защищенность участков трубопроводов высокой и повышенной коррозионной опасности.

П2.1.9 При осуществлении электрохимической защиты трубопровода на участках поврежденных коррозией (более 10% от толщины стенки), минимальные защитные потенциалы должны быть на 0,050 В отрицательнее значений, указанных в таблице П2.1.1.

П2.1.10 Электрохимическая защита при определенных условиях усиливает отслаивание битумных и пленочных покрытий за счет электроосмоса и подщелачивания приэлектродного слоя электролита. Для полиэтиленовых покрытий заводского нанесения, сохраняющих высокие диэлектрические свойства при длительной эксплуатации, эти процессы, как правило, ограничиваются зонами сквозных повреждений и микронеслошностей покрытий.

П2.1.11 При "перезащите" трубопроводов возможно выделение водорода и локальное охрупчивание стальной стенки трубы в открытых дефектах изоляции. Однако на практике это явление пока не нашло подтверждения для сталей с пределом прочности до 0,7 МПа при существующих режимах катодной защиты. Для повышения эксплуатационной надежности магистральных

трубопроводов введено ограничение верхнего (по модулю) предела защитного потенциала (таблица П2.1.2)

Таблица П2.1.2 - Максимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Макс. защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
Подземная прокладка с темп. транспортируемого продукта выше 333 К в грунтах с уд. электрическим сопротивлением менее 10 Ом.м; подводная прокладка с температурой транспортируемого продукта выше 333 К	-1,10	-1,50
При других условиях прокладки трубопроводов: с битумной изоляцией с полимерной изоляцией	-1,15	-2,50
	-1,15	-3,50
Примечания: для трубопроводов из упрочненных сталей с пределом прочности 0,6 МПа и более не допускаются поляризационные потенциалы более отрицательные, чем -1,10 В; в грунтах с высоким уд. электрическим сопротивлением (более 100 Ом.м) допускаются более отрицательные потенциалы с омической составляющей, установленные экспериментально или расчетным путем в соответствии с нормативной документацией.		

П2.1.12 Катодная защита подземных сооружений позволяет замедлять скорость коррозии сооружений и обязательна к применению на магистральных трубопроводах.

П2.1.13 Обеспечение непрерывной защищенности МГ по протяженности и во времени – основное требование электрохимической защиты, реализуемое на этапах проектирования, строительства и эксплуатации систем электрохимзащиты.

П2.1.14 Электрохимическая защита трубопроводов проектируют с определением на начальный и конечный (не менее 10 лет) период эксплуатации силы защитного тока установок катодной защиты (УКЗ), напряжения на выходе катодных станций, силы дренажного тока установок дренажной защиты (УДЗ) и переходного сопротивления анодных заземлений и протекторов.

П2.2 Основные типы антикоррозионных материалов и покрытий на их основе, применяемых для защиты магистральных газопроводов

П2.2.1 В настоящее время в эксплуатации находится около 150 тыс.км магистральных газопроводов, изолированных различными типами покрытий. Наибольший объем изоляции 65-70% приходится на полиэтиленовые липкие ленты. Практический опыт эксплуатации газопроводов показал, что межремонтный период такого покрытия, в зависимости от температуры и условий

эксплуатации в 3-4 раза меньше нормативного срока эксплуатации магистральных газопроводов.

П2.2.2 В зависимости от коррозионного состояния трубопроводов осуществление переизоляции газопроводов при капитальном ремонте может вестись как без замены, так с частичной заменой труб. Этим определяется и возможные типы используемых антикоррозионных покрытий.

П2.2.3 В случае проведения переизоляции без замены трубы возможно использование трех типов покрытий:

- полимерных лент
- термоплавких мастик
- термореактивных материалов

П2.2.4 Трассовые ленточные покрытия могут быть двух типов:

- на основе липких лент холодного нанесения
- на основе термоусаживающихся материалов

Полимерные липкие ленты

П2.2.5 Широкое использование полимерных липких нанесений началось в середине семидесятых годов, в частности, при строительстве 3-ей и 4-ой ниток газопровода Средняя Азия–Центр.

П2.2.6 Основным преимуществом таких материалов являлась простота их нанесения. Однако, как показала практика, срок службы покрытий на основе липких лент на газопроводах большого диаметра, в среднем, составляет 7-10 максимально около 15 лет, в зависимости от температуры и условий эксплуатации.

П2.2.7 Основными производителями таких материалов являлись фирмы «Поликен Технолоджиз» (США), «Нитто Электрик» и «Фурукава Электрик» (Япония), а также фирма «Альта» (Италия).

П2.2.8 В России на Новокуйбышевском заводе ОАО «Трубоизоляция» в 80-х годах были созданы мощности по производству липких лент в объеме до 60 тыс. тонн в год с использованием технологии фирмы «Денсо» (Германия).

П2.2.9 Ухудшение защитных свойств покрытия на основе липких лент связана напрямую с нарушением сплошности покрытия уже при укладке и засыпке трубопровода и затем дополнительно, в процессе эксплуатации при температурах выше 35-40°C.

П2.2.10 Для подавляющего большинства традиционно применяемых липких лент это связано с образованием и развитием сдвиговых деформаций покрытия и возникновением гофр и смещений пленки на боковых поверхностях трубы, образованием протяженных пустот вдоль нижней образующей, а также растрескиванием покрытия, как правило, вдоль верхней образующей трубопровода. Нарушение целостности покрытия ведет не только к снижению коррозионной защищенности эксплуатируемых объектов, но и к значительному увеличению затрат на электрохимическую защиту газопроводов.

П2.2.11 В связи с этим, ГОСТ Р 51164 и документами ОАО «Газпром» использование этих материалов при строительстве трубопроводов ограничивается диаметром труб до 820 мм и температурой эксплуатации до +40°C.

Термоусаживающиеся радиационношитые ленты

П2.2.12 Термоусаживающиеся радиационношитые ленты, в принципе, способны обеспечивать качество покрытия близкое к уровню заводского экструзионного полиэтиленового покрытия. Основными производителями таких материалов являются фирмы «Raychem» (США) и «Canusa» (Канада).

П2.2.13 В России в настоящее время имеются заводы по производству подобных материалов в г. С.-Петербурге (ЗАО «Терма») и в г. Ростове на Дону (ЗАО «Гефест-Ростов»). Однако, в связи с высокой стоимостью и сложной технологией их применения в трассовых условиях, данный тип покрытия не нашел широкого применения как в мировой практике, так и в России.

Термоплавкие мастичные материалы

П2.2.14 К термоплавким мастичным материалам трассового нанесения, прежде всего, относятся различные композиции на основе нефтяных битумов. Основными производителями в России являются Сызранский завод изоляционных материалов, Новокуйбышевский завод «Бризол» и другие предприятия. Эти материалы, в основном, применяются при строительстве для изоляции труб мелкого и среднего сортамента. В соответствии с ГОСТ Р 51164 максимально допустимый диаметр труб подлежащих изоляции битумными покрытиями не более 820 мм, а максимальная температура их эксплуатации +40°C. Минимальная температура применения таких материалов ограничивается температурами около минус 10°C в связи с переходом покрытия в хрупкое состояние.

П2.2.15 В настоящее время ведутся работы по созданию термоупругих битумных мастик трассового нанесения, с повышенными физико-механическими свойствами в области отрицательных температур. Основная цель этих работ обеспечение экономически эффективными, технологичными материалами особенно северных предприятий отрасли, проводящих ремонтные изоляционные работы в зимних условиях. ООО "ВНИИГАЗ" разработаны «Временные рекомендации по применению полимер-битумных термоплавких мастик при ремонте магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм с температурой эксплуатации до плюс 40°C».

П2.2.16 Специально для капитального ремонта изоляции газопроводов, в том числе диаметром до 1420мм разработана мастика «Транскор-Газ», а также армированные битумные ленты на ее основе, производства ЗАО «Константа» (г. Н-Новгород), ОАО «Трубоизоляция» (г. Новокуйбышевск). После проведения ООО "ВНИИГАЗ" лабораторных испытаний этих материалов осуществляется отработка технологии их применения в трассовых условиях.

Экспериментальная партия новой мастики «Транскор-Газ», производства ЗАО «Делан», и армированных лент на ее основе, проходят отработку трассовой технологии нанесения в ООО «Севергазпром» на оборудовании производства «Промтех-НН» (Н.-Новгород), в ООО «Тюментрансгаз» - технология ручной изоляции локальных участков и в ООО «Уралтрансгаз» - армированные битумные ленты.

Термореактивные мастики

П2.2.17 Другим перспективным материалом мастичного типа являются термореактивные (отверждающиеся) композиции. В основном в мировой практике применяются двухкомпонентные полиуретановые мастики. Данный тип покрытия не имеет ограничений по диаметру и относится к термостойким покрытиям, с температурой длительной эксплуатации до 60⁰С.

П2.2.18 Отличительной особенностью полиуретановых мастик в сравнении с эпоксидными является их высокая скорость отверждения после нанесения, что делает их более технологичными в условиях трассового нанесения. Однако применение большинства полиуретанов возможно при выполнении довольно высоких требований к подготовке поверхности, которые сложно обеспечить при трассовом нанесении. В связи с этим для трассового нанесения более перспективно применение полиуретановых мастик наносимых по слою праймера, обеспечивающего необходимые адгезионные и защитные характеристики покрытия.

П2.2.19 В настоящее время испытаны и рекомендованы к применению в трассовых условиях мастика «Фрусис-1000А» (Япония) и отечественная мастика БИУРС (г. С-Петербург), которые наносятся по слою соответствующего праймера.

П2.2.20 В связи с высокой скоростью отверждения (менее 1 минуты) эти материалы требуют специального оборудования для нанесения, выпуск которого освоен ООО «НПП «Шквал» (г. Москва). Стоимость комплекта отечественного оборудования в два-три раза ниже импортных аналогов.

П2.2.21 В ОАО «Стеклопластик» ведутся работы по разработке эпоксидного антикоррозионного состава. Работа проводится при участии ООО «Уралтрансгаз» и ООО «ВНИИГАЗ». В настоящее время идет корректировка рецептуры и отработка технологии нанесения этой композиции. С целью повышения качества покрытия крановых узлов, производства ОАО «Тяжпромарматура» проведена корректировка покрытия, предлагаемого «Тусар-полимер» для технологической линии завода. В настоящее время намечено проведение заводских испытаний технологии нанесения покрытий.

Заводская (базовая) изоляция труб

П2.2.22 При строительстве и реконструкции газопроводов действующие НТД требуют применения труб с заводским покрытием.

П2.2.23 При этом имеется 4 основных типа заводского (базового) покрытия труб:

- на основе термореактивных полиуретановых мастик;
- полимерных лент;
- термосплавляемых эпоксидных порошков;
- экструдированного полиэтилена или полипропилена.

Базовое полиуретановое покрытие труб

П2.2.24 В настоящее время нанесение полиуретанового покрытия на трубы и узлы газопроводов осуществляется рядом предприятий отрасли в базовых условиях. В частности в ООО «Югтрансгаз» с использованием мастики Фрусис-1000А заизолировано несколько километров труб. ООО «Волготрансгаз» организован участок изоляции узлов и деталей газопроводов.

Заводское (базовое) полимерное ленточное покрытие

П2.2.25 На «Копейском заводе изолированных труб» ООО «Уралтрансгаз» освоена технология производства труб с покрытием на основе термостойких полимерных лент. Однако получаемое покрытие имеет более низкий уровень защитных свойств, ограничения по эксплуатационной температуре 40°C и более высокую стоимость по сравнению с заводской экструдированной изоляцией. В настоящее время на «Копейском ЗИТ» ООО «Уралтрансгаз» проведены работы по реконструкции линии и переходу на производство труб с покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Заводское эпоксидное покрытие

П2.2.26 Трубы с заводским эпоксидным покрытием используются некоторыми компаниями США, Англии и Латинской Америки.

П2.2.27 В начале 80-х годов в России (на Волжском трубном заводе) была установлена линия по нанесению эпоксидных порошковых покрытий. Данный тип покрытия получают методом напыления порошковой эпоксидной краски слоем толщиной 350-500 микрон на предварительно очищенную и нагретую до 180-220°C трубу.

П2.2.28 Лабораторные испытания проведенные в ООО "ВНИИГАЗ" подтвердили высокие антикоррозионные свойства покрытий на основе порошковых эпоксидных красок. Однако, как показал опыт использования труб с таким покрытием в системе ОАО «Газпром», в условиях строительства тонкий слой покрытия оказался не в состоянии противостоят большим механическим нагрузкам, возникающим в процессе транспортировки, погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работ. В ряде случаев количество повреждений оказывалось столь значительным, что после сварки труб в нитку, ремонт повреждений оказывался экономически нецелесообразным и

такой участок подвергался переизоляции на месте с использованием полимерных липких лент.

П2.2.29 Другим важным недостатком порошкового эпоксидного покрытия оказалось то, что даже если механические нагрузки в локальных участках не приводили к нарушению сплошности (не обнаруживались искровым дефектоскопом) в процессе эксплуатации в этих местах образовывались участки отслоенного покрытия в виде пузырей, внутри которых обнаруживался электролит с очень высоким уровнем pH (щелочная среда). В случае применения отечественных эпоксидных порошков, в случае низкого уровня качества поставляемых материалов, наблюдалось полное отслоение покрытий от труб в ходе эксплуатации.

П2.2.30 С учетом указанных недостатков применение труб с порошковым эпоксидным покрытием ОАО «Газпром» было прекращено примерно в середине 80-х годов. Новым ГОСТ Р 51164 использование таких покрытий ограничено трубами диаметром до 820 мм.

Заводское экструдированное полиэтиленовое покрытие

П2.2.32 Основным направлением повышения надежности и долговечности антикоррозионной защиты подземных газопроводов как в России, так и за рубежом является использование труб с заводским экструдированным полиэтиленовым покрытием.

П2.2.33 Использование труб с таким покрытием при строительстве и ремонте газопроводов большого диаметра начато ОАО «Газпром» в 80-х годах. В частности осуществлялись закупки партий труб с полиэтиленовым покрытием у таких известных фирм как Маннесманн, Ниппон Стил, Сумитомо и др.

П2.2.34 Базовым предприятием по поставке отечественных труб с заводским полиэтиленовым покрытием в тот период стал Харцызский трубный завод, где были установлены 4 линии общей мощностью 800 тыс. тонн в год.

П2.2.35 В настоящее время в России имеется ряд современных цехов (Волжский, Челябинский, Выксунский заводы и другие) по нанесению трехслойного полиэтиленового покрытия (с эпоксидным праймером) на трубы диаметром до 1420 мм и около 10 цехов по нанесению двухслойного полиэтиленового покрытия, в основном для труб малого и среднего диаметра.

П2.2.36 В настоящее время отечественные производители труб с трехслойным экструдированным полиэтиленовым покрытием (ОАО «ВТЗ», «ЧТПЗ», «ВМЗ», «МТЗК», «КЗИТ» и другие), имеющие Технические условия, согласованные ОАО «Газпром», обеспечивают выпуск практически всего типоразмера труб, применяемого для строительства и реконструкции газопроводов.

П2.2.37 *Полиэтиленовые (полипропиленовые) покрытия труб порошкового напыления* не нашли широкого применения в мировой практике. В России такая технология для изоляции труб в настоящее время не используется. Однако, она весьма перспективна для изоляции соединительных дета-

лей и запорной арматуры. В частности, на Челябинском заводе «Трубодеталь» она была опробована для изоляции тройников. Известными производителями такого покрытия для защиты соединительных деталей являются фирмы «Хеш» (Германия), «Кей Крамер» (Голландия), «Eisenschutz Otto Buchloh» (Германия), «EUPES» (Франция) и др.

П2.2.38 В настоящее время ОАО «Трубодеталь» освоена технология заводской изоляции полиуретановыми мастиками соединительных деталей, поставляемых для строительства трубопроводов, по Техническим условиям, согласованным ОАО «Газпром».

П2.2.39 Изоляция сварных стыков труб (деталей) с заводским покрытием

П2.2.40 Трубы и фасонные изделия с заводским покрытием имеют по краям неизолированные участки на ширину 100-150 мм для выполнения сварочных работ. После монтажа эти участки требуют изоляции в полевых условиях.

П2.2.41 Для изоляции сварных стыков труб с заводским полиэтиленовым покрытием в ОАО «Газпром» рекомендованы термоусадочные манжеты “Raychem” (HTLP-60) и “Canusa” (GTS-65), имеющие, как и основное покрытие, трехслойную конструкцию: эпоксидный праймер, плавкий адгезив и радиационно-сшитую полиэтиленовую основу.

П2.2.42 В настоящее время отечественными производителями разработаны (ЗАО «Терма» и ЗАО «Гефест-Ростов») аналогичные материалы, которые в настоящее время проходят технологические испытания на предприятиях ОАО «Газпром».

П2.2.43 Для этих материалов разработаны Технические условия согласованные ОАО «Газпром».

П2.2.44 Другим перспективным направлением является технология, предлагаемая фирмой «Ойпек» (Германия). Изоляция в этом случае производится методом инъектирования в зону сварного стыка расплавленного полиэтилена или полипропилена; такая конструкция изоляции сварного стыка обеспечивает защиту полностью соответствующую заводской изоляции. Время изоляции сварного стыка составляет 6-10 минут и практически не зависит от температуры окружающей среды. В отличие от термоусаживающихся манжет процесс изоляции стыка полностью автоматизирован и, следовательно, не зависит от субъективных факторов. Эта технология была применена при строительстве подводного участка газопровода Россия-Турция. Широкому использованию данной технологии в настоящее время препятствует ее высокая стоимость.

П2.2.45 Для изоляции сварных стыков труб с заводским мастичным полиуретановым покрытием могут использоваться те же полиуретановые мастики, наносимые в трассовых условиях. Кроме того, возможно использование термоусадочных манжет с эпоксидным праймером, допущенных к применению ОАО «Газпром».

1. «Технические требования к изоляционным липким лентам для изоляции газопроводов с температурой эксплуатации не выше $+50^{\circ}\text{C}$ ». Утверждены Зам. Министра газовой промышленности С.С.Кашировым в 1986 г.
2. «Инструкция по применению новых изоляционных материалов при капитальном ремонте магистральных газопроводов и компрессорных станций». Утверждена Членом правления ГГК «Газпром» Б.В.Будзуляком 30.11.1990 г.
3. Технические условия «Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 1220 т1420 мм с наружным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием» - ТУ 14-3-1954-94 (ОАО «ХТЗ»).
4. «Технические условия на антикоррозионное наружное покрытие труб диаметром до 1420 мм для подземной прокладки трубопроводов с повышенной стойкостью против стресс-коррозии и температурой эксплуатации до плюс 60°C ». Утверждены Членом Правления РАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 28.03.1994 г.
5. ГОСТ Р 51164 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». – 1998 г.
6. «Технические требования на антикоррозионное наружное покрытие соединительных деталей (фитингов) и крановых узлов для строительства компрессорных станций и магистральных газопроводов диаметром более 820 мм с температурой эксплуатации от минус 20°C до плюс 60°C ». Утверждены Членом Правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 23.05.2000 г.
7. Технические условия «Соединительные детали и узлы трубопроводов диаметром от 219 до 1420 мм с антикоррозионным полиуретановым покрытием» - ТУ 1469-002-04834179 (ОАО «Трубодеталь»). Согласованы Членом Правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 10.12.2001 г.
8. Технические условия «Трубы стальные электросварные диаметром от 530 до 1420 мм с наружным трёхслойным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для магистральных газопроводов» - ТУ 14-3Р-33-2000 (ОАО «ПО ВТЗ»). Согласованы Членом Правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 29.02.2000 г.
9. Технические условия «Наружное полиэтиленовое покрытие труб диаметром от 508 до 1420 мм для магистральных газопроводов» - ТУ 14-3Р-36-2000 (ОАО «ЧТПЗ»). Согласованы Членом Правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 20.06.2000 г.
10. Технические условия «Трубы стальные электросварные диаметром от 508 до 1220 мм с наружным трехслойным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для магистральных газопроводов» - ТУ 14-33-43-2000 (ОАО «ВМЗ»). Согласованы Членом правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 23.11.2000 г.

11. Технические условия «Трубы стальные электросварные диаметром от 102 до 426 мм с наружным трехслойным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для газопроводов» - ТУ 14-33-42-2000(ОАО «ВМЗ»). Согласованы Членом правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 23.11.2000 г.
12. Технические условия «Система антикоррозионного покрытия БИУРС» - ТУ 51-31323949-80-2001 г. Утверждены Членом Правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 2.08.2001 г.
13. «Технические требования на внутреннее гладкостное (антифрикционное) покрытие труб и соединительных деталей для строительства газопроводов» Утверждены Членом Правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 12.12.2002 г.
14. «Технические условия трубы стальные электросварные диаметром от 820 до 1420мм с наружным трехслойным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для магистральных газопроводов – ТУ 1394-017-04005951-02. Согласованы Членом правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 13.03.2002 г.
15. «Технические условия трубы стальные электросварные диаметром от 57 до 720 мм с наружным трехслойным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для газопроводов – ТУ 1394-016-04005951-02. Согласованы Членом правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 13.03.2002 г.
16. «Технические условия манжета термоусаживающаяся Терма –СТМП» ТУ 2245-003-44271562-02 согласованы 10.06.2002 УННТ, УпрТрГаз, Отдел ЗК
17. «Технические условия манжета термоусаживающаяся Терморад – МСТ» для антикоррозионной защиты стыков газопроводов» ТУ 2293-026-46541379-2002 согласованы УпрТрГаз, Отдел ЗК, на стадии согласования УННТ
18. «Временные технические требования на наружное комбинированное битумно-полимерное антикоррозионное покрытие для переизоляции при капитальном ремонте магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм с температурой эксплуатации до плюс 40⁰С» - на стадии согласования в ОАО «Газпром»
19. «Технические условия трубы стальные электросварные диаметром 530-1420мм с наружным защитным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена» ТУ 1381-010-00154341-2002. Согласованы ОАО «Газпром» УННТ, УпрТГ 06.07.02
20. «Технические условия трубы стальные электросварные диаметром 219-720 мм с наружным защитным двухслойным покрытием на основе

экструдированного полиэтилена» ТУ 1381-009-00154341-2002. Согласованы ОАО «Газпром» УННТ, УпрТГ 06.07.02

21. «Технические условия мастика битумнополимерная изоляционная «Транскор-Газ» временные - согласования в ОАО «Газпром» УННТ
22. «Технические условия грунтовка «Транскор-Газ» временные - на стадии согласования в ОАО «Газпром» УННТ

П2.3 Установки катодной защиты

П2.3.1 Для защиты подземных трубопроводов от коррозии сооружаются установки катодной защиты (УКЗ). В состав УКЗ входят источники электропитания, катодные станции (преобразователи), анодное заземление, контрольно-измерительный пункт (КИП), соединительные провода и кабели. При необходимости в состав УКЗ включаются регулирующие резисторы, шунты, поляризованные элементы, контрольно-диагностические пункты (КДП), с датчиками коррозионного мониторинга, блоки дистанционного контроля и регулирования параметров защиты.

П2.3.2 В зависимости от условий защитные установки могут питаться от сети переменного тока 0,4; 6 или 10 кВ или автономных источников электропитания.

П2.3.3 При защите многониточных трубопроводов, проложенных в одном коридоре на одной площадке может быть смонтировано несколько установок и сооружено несколько анодных заземлений.

П2.3.4 В целях экономии затрат, защиту нескольких ниток трубопровода допускается осуществлять и от УКЗ с одним преобразователем катодной защиты. Однако, при перерывах в работе системы защиты, из-за разности естественных потенциалов труб, соединенных глухой перемычкой, образуются мощные гальванопары, приводящие к интенсивной коррозии. Поэтому, соединение труб с преобразователем должно осуществляться через специальные блоки совместной защиты, которые позволяют устанавливать оптимальный потенциал на каждой трубе (рисунок П2.3.1).

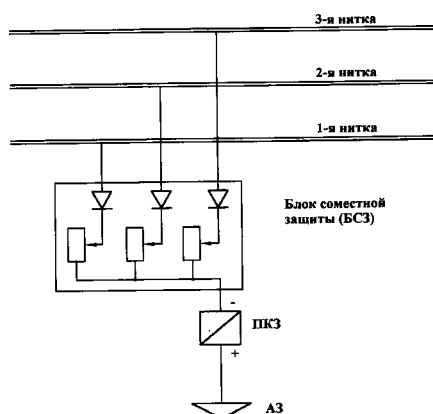


Рисунок П2.3.1. Блоки совместной защиты для защиты многониточных газопроводов

П2.3.5 В качестве источников постоянного тока для катодной защиты на СКЗ в основном используются неавтоматические (около 80%) и автоматические преобразователи, которые питаются от сети 220 В промышленной частоты. Регулировка выходного напряжения преобразователя осуществляется, либо вручную, путем переключения отводов обмотки трансформатора, либо автоматически, с помощью управляемых вентилях (тиристоров). Выпрямление переменного тока осуществляется мостовыми схемами или схемами со средней точкой вторичной обмотки трансформатора.

П2.3.6 Преобразователи с ручным регулированием выходного напряжения используются в системах ЭХЗ, в которых сопротивление в цепи тока и требуемый защитный ток остаются неизменными продолжительное время.

П2.3.7 Если установки катодной защиты работают в условиях, изменяющихся во времени, которые могут обуславливаться воздействием блуждающих токов, сезонным изменением удельного сопротивления грунта или другими факторами, то целесообразно применение преобразователей с автоматическим поддержанием заданного режима.

П2.3.8 Автоматическое поддержание заданного режима работы может осуществляться по потенциалу защищаемого сооружения (преобразователи потенциостаты) или по току защиты (преобразователи гальваностаты). В первом случае в качестве датчиков потенциала используются долгодействующие электроды сравнения.

П2.3.9 Применение автоматических преобразователей дает существенные преимущества, поскольку установки работают в более оптимальном режиме. А в зонах интенсивных блуждающих токов применение таких преобразователей крайне необходимо. Однако применяемые в автоматических преобразователях тиристоры создают сильные высокочастотные колебания (высшие гармоники), которые вызывают сильные помехи в работе технологической связи. Они мешают также работе радиоприемников и телевизоров и создают проблемы при электроизмерительных работах. Наиболее современные выпрямители имеют эффективные фильтры радиопомех.

П2.3.10 Учитывая, что установки катодной защиты монтируются на открытых площадках и имеют протяженные питающие и анодные линии, их аппаратура может быть подвержена воздействию атмосферных перенапряжений. Наиболее уязвимым узлом являются преобразователи, у которых чаще всего выходят из строя кремниевые диоды и тиристоры выпрямителей. Для защиты от атмосферных перенапряжений на входе и выходе преобразователя устанавливают грозозащитные устройства, состоящие из разрядников и варисторов (рисунок 3.3.2, том 1). У наиболее современных преобразователей грозозащитные устройства устанавливают в цепи управления потенциалом от электрода сравнения длительного действия. Так как время срабатывания варисторов в 2...3 раза меньше времени срабатывания разрядников при волне перенапряжения, они срабатывают раньше и снижают уровень перенапряжения до 510...560 В. Затем срабатывают разрядники, и уровень перенапряжения снижается до 250...270 В, что значительно ниже запирающего напряжения кремниевых диодов, применяемых в преобразователях. Грозоза-

щитные устройства монтируются в непосредственной близости от входных и выходных зажимов преобразователя, их заземляющие зажимы надежно соединяются с корпусом преобразователя. Для гашения импульса перенапряжения, возникающего во вторичной обмотке трансформатора во время прохождения через первичную обмотку уравнильного тока, на входе выпрямителя устанавливают варисторы, которые снижают уровень напряжения до безопасной величины.

П2.3.11 Преобразователи установок катодной защиты должны иметь амперметр, показывающий силу защитного тока и вольтметр для измерения выходного напряжения; преобразователи в отдельных случаях оснащаются и высокоомными вольтметрами, для измерения потенциала на защищаемом сооружении. Измерительные гнезда, подключенные параллельно к этим приборам, облегчают их контроль и дают возможность подключения регистраторов для записи силы тока, потенциала и напряжения.

П2.3.12 Для учета времени работы установки катодной защиты под заданной нагрузкой, преобразователи оснащаются счетчиками времени наработки, которые отключаются при исчезновении тока нагрузки или снижения его ниже допустимой для данного режима величины. Количество израсходованной установкой электроэнергии учитываются по установленным в преобразователи или низковольтные шкафы счетчикам. Бытовые электросчетчики старого образца неприменимы при температуре эксплуатации ниже +10 °С. Концерн "Энергомера" разработал специальные счетчики для катодной защиты типа ЦЭ6807ВК с температурой эксплуатации от –40 до +60 °С.

П2.3.13 Для создания цепи поляризующего тока между грунтом и трубопроводом, положительная клемма преобразователя установки катодной защиты соединяется с искусственно созданным анодным заземлением. Сопротивление растеканию току анодного заземления является одним из основных параметров при расчете катодной защиты. Для обеспечения тепловой устойчивости анодного заземления это сопротивление в наиболее сухой период года должно удовлетворять следующему соотношению:

$$R_A \ll \frac{50}{I_z} \quad (1)$$

где I_z - ток установки катодной защиты.

Практически анодное заземление считается эффективным, если величина его сопротивления растеканию току не превышает 0,5...1,0 Ом.

П2.3.14 По расположению относительно поверхности грунта заземления бывают двух видов - поверхностные и глубинные.

П2.3.15 Поверхностные заземления монтируются из горизонтально или вертикально уложенных заземлителей. Внутри одного заземления анодные заземлители могут быть расположены в линию, звездой, в несколько параллельных линий, и т.д.

П2.3.15.1 Суммарное сопротивление растеканию тока заземления, состоящего из n заземлителей, расположенных на расстоянии S друг от друга, может быть рассчитано по формуле:

$$R_A = F \frac{R}{n} \quad (2)$$

где R - сопротивление растеканию тока с единичных анодных заземлителей, Ом,

n - число анодных заземлителей,

F - коэффициент взаимовлияния, зависящий от расстояния S между заземлителями.

Величина коэффициента взаимовлияния практически колеблется от 1,2 до 1,4 и рассчитывается по формуле:

$$F \approx 1 + \frac{\rho_\phi}{\pi S R} \ln 0.66n \quad (3)$$

П2.3.15.2 Формулы расчета сопротивления растеканию тока анодного заземлителя в зависимости от расположения его в грунте следующие:

Вертикальное положение

$$R_A = \frac{\rho_\phi}{2\pi l} \ln \left(\frac{2l}{d} \sqrt{\frac{4t+3l}{4t+l}} \right) \quad \text{при } t \gg d, d \ll l \quad (4)$$

$$R_A = \frac{\rho_\phi}{2\pi l} \ln \frac{2l}{d} \quad \text{при } t \gg l \quad (5)$$

Горизонтальное расположение

$$R_A = \frac{\rho_\phi}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{td} \quad \text{при } t \ll l \text{ и } d \ll l \quad (6)$$

$$R_A = \frac{\rho_\phi}{2\pi l} \ln \frac{2l}{d} \quad \text{при } t \gg l \text{ и } d \ll l \quad (7)$$

П2.3.16 В тех случаях, когда поверхностное заземление не обеспечивает необходимую эффективность катодной защиты, а удельное сопротивление грунта выше 100 Ом·м на глубине до 5 м, применяют свайные заземлители из стальных труб (рисунок 2.3.2). Если же глубина залегания высокоомных грунтов более 5 м - целесообразно применение глубинных анодных заземлений скважинного типа (рисунок П2.3.3).

П2.3.16.1 Глубинные анодные заземления могут состоять из одного или нескольких специальных глубинных железокремнистых, графитопластовых, или магнетитовых заземлителей или заземлителей, собранных из б/у стальных буровых или обсадных труб, рельсов и т.п. Глубина погружения заземлителя зависит от проводимости грунта и может достигать 100 и более метров.

П2.3.16.2 Сопротивление растеканию тока одиночного свайного заземлителя может быть рассчитано по формуле:

$$R_A = \frac{0.16\rho_\phi}{l} \ln \frac{4l}{d} \quad (8)$$

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

l_3 - глубина погружения сваи в грунт, м;
 d_3 - диаметр сваи, м.

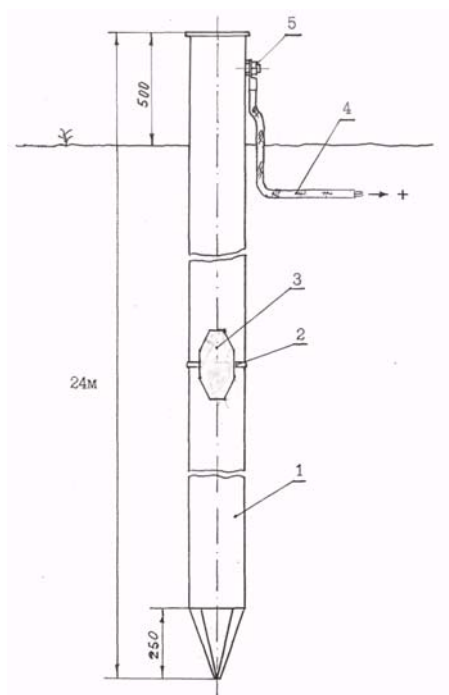


Рисунок П2.3.2. Свайное анодное заземление из стальных труб

1 – стальная труба, 2 – сварное соединение, 3 – накладка, 4 – анодный кабель, 5 – контактный узел

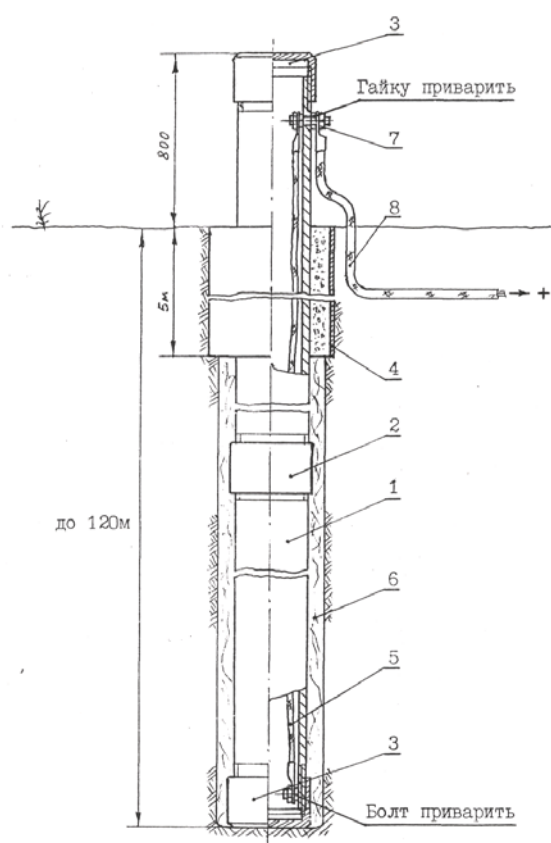


Рисунок П2.3.3. Глубинное анодное заземление скважинного типа из обсадных или буровых труб

1 – труба, 2 – соединительная муфта, 3 – заглушка, 4 – кондуктор, 5 – соединительный кабель, 6 – глинистый раствор, 7 – контактный узел, 8 – анодный кабель.

П2.3.16.3 Сопротивление растеканию одиночного глубинного заземлителя можно рассчитать по приближенной формуле:

$$R_A = \frac{\rho_\partial}{2\pi l_3} \left(\ln \frac{2l_3}{d_3} - 1 \right) \quad (9)$$

где ρ_∂ - удельное сопротивление грунта, измеренное на глубине погружения заземлителя, Ом·м,

l_3 - длина заземлителя, м,

d_3 - диаметр заземлителя, м.

П2.3.17 Кроме сосредоточенных анодных заземлений, в практике защиты трубопроводов от коррозии применяют протяженные заземлители. Сопротивление растеканию тока с протяженных заземлителей рассчитывается по формуле:

$$R_A = \frac{0,16\rho_\partial}{l_3} \ln \frac{2l_3}{2d_3 t_3} \quad \text{при } l_3 < 12 t_3 \quad (10)$$

где t_3 - глубина заложения заземлителя, м;

l_3 - длина заземлителя, м;

d_3 - диаметр заземлителя, м.

П2.3.18 При использовании заземлителей в коксовой засыпке в формулах для расчета сопротивления растеканию величины l_3 и d_3 принимают равными длине и диаметру заземлителя с засыпкой, с поправкой, учитывающей соотношение диаметра заземлителя с засыпкой и без засыпки и удельные сопротивления засыпки и грунта. Расчетные формулы имеют следующий вид:

для вертикального одиночного заземлителя

$$R_{AB} = \frac{0,16\rho_\partial}{l_K} \left(\ln \frac{2l_K}{d_K} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t_3 + l_K}{4t_3 - l_K} + \frac{\rho_K}{\rho_\partial} \ln \frac{d_K}{d_3} \right) \quad (11)$$

для горизонтального короткого заземлителя

$$R_{AK} = \frac{0,16\rho_\partial}{l_K} \left(\ln \frac{2l_K}{d_K} + \frac{\rho_K}{\rho_\partial} \ln \frac{d_K}{d_3} + \ln \frac{\sqrt{l_K^2 + 16t_3^2}}{4t_3} \right) \quad (12)$$

для горизонтального протяженного заземлителя

$$R_{A\partial n} = \frac{0,16\rho_\partial}{l_K} \left(\ln \frac{l_K}{d_K t_3} + \frac{\rho_K}{\rho_\partial} \ln \frac{d_K}{d_3} \right) \quad (13)$$

где d_K - диаметр заземлителя с коксовой засыпкой, м;

l_K - длина заземлителя с коксовой засыпкой, м;

ρ_K - удельное сопротивление коксовой засыпки, Ом·м.

П2.3.19 При проектировании и монтаже глубинных анодных заземлений следует выполнять требования экологической безопасности, чтобы не допустить перетекания вод различных горизонтов по затрубному пространству заземления.

П2.3.20 Поверхностные заземления, как правило собираются из малорастворимых заземлителей, изготовленных на заводе. Наибольшее распространение получили заземлители из высококремнистого чугуна с содержанием кремния около 14%.

П2.3.20.1 Заземлители представляют собой отливку круглого сечения диаметром 65 мм, длиной около 1500 мм, из сплава марки ЧС15. К одному из торцов отливки присоединен провод, и место соединения изолировано эпок-

сидным компаундом (рисунок П2.3.4). Заземлители без коксовой засыпки, предназначены для работы во влажных низкоомных грунтах; в сухих грунтах, для снижения сопротивления растеканию, необходимо применять коксовую засыпку.

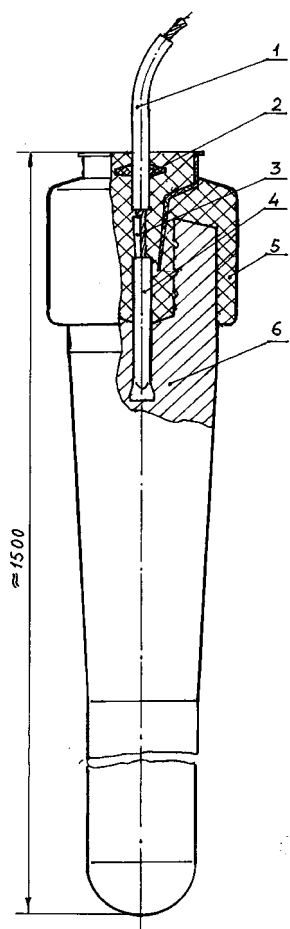


Рисунок П2.3.4. Устройство ферросилидового заземлителя

1 – специальный провод с усиленной изоляцией, 2 – уплотнитель-обтюратор, 3 – конический стальной штифт, 4 – закладная стальная втулка, 5 – эпоксидный компаунд, 6 – ферросилидовая отливка

П2.3.20.2 Современные заземлители отличаются повышенной надежностью контактного узла и большей коррозионной стойкостью за счет легирующих добавок к сплаву. Они рассчитаны на длительную эксплуатацию в сырых и мокрых высокоагрессивных грунтах и морской воде.

П2.3.21 Оптимальная схема расположения заземлителей и их соединения, при сооружении поверхностных анодных заземлений, показана на рисунке П2.3.5. Каждый заземлитель подключают к кольцевой кабельной магистрали с помощью винтового зажима. Место соединения изолируется с помощью в специальной муфты, которая заливается эпоксидной смолой (рисунок П2.3.6). В целях экономии магистрального кабеля и занимаемой анодным полем площади, укладка анодных заземлителей допускается в виде "звезды" (рисунок П2.3.7)

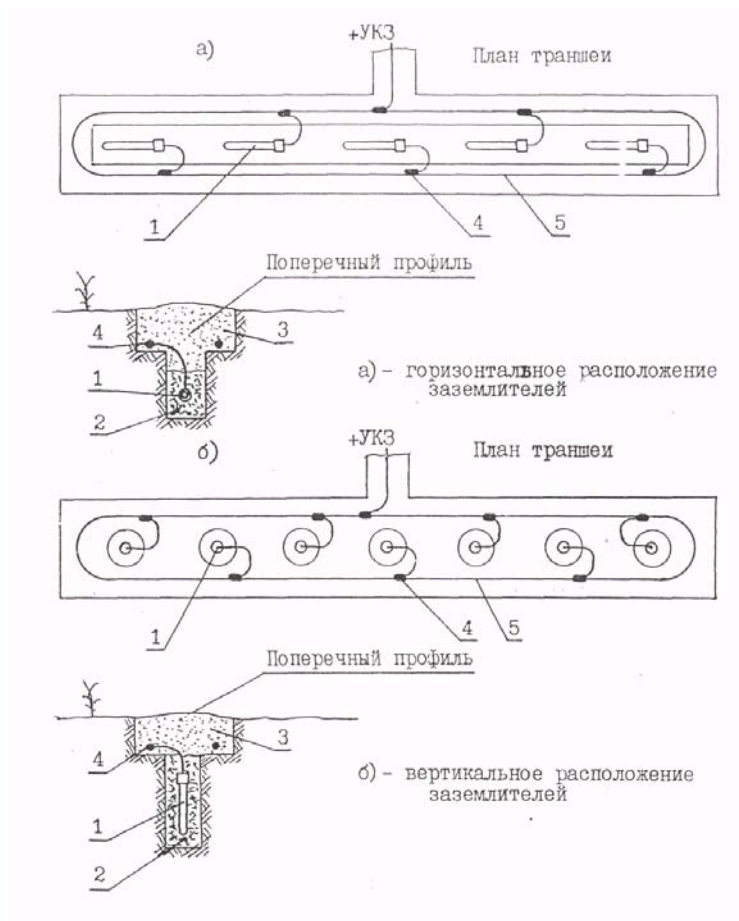


Рисунок П2.3.5. Схемы анодных заземлений из железокремнистых заземлителей при линейном расположении электродов

1 – железокремнистый заземлитель, 2 – коксовая засыпка, 3 – грунт обратной засыпки, 4 – соединительная муфта, 5 – кабельная магистраль

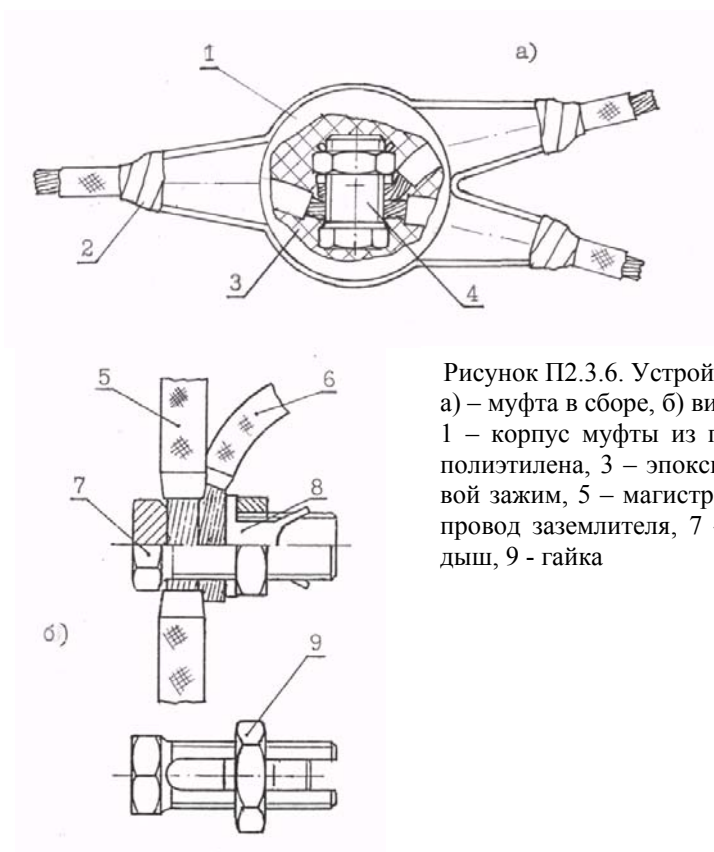


Рисунок П2.3.6. Устройство соединительной муфты
а) – муфта в сборе, б) винтовой зажим
1 – корпус муфты из полиэтилена, 2 – бандаж из полиэтилена, 3 – эпоксидный компаунд, 4 – винтовой зажим, 5 – магистральный кабель (провод), 6 – провод заземлителя, 7 – корпус зажима, 8 – вкладыш, 9 – гайка

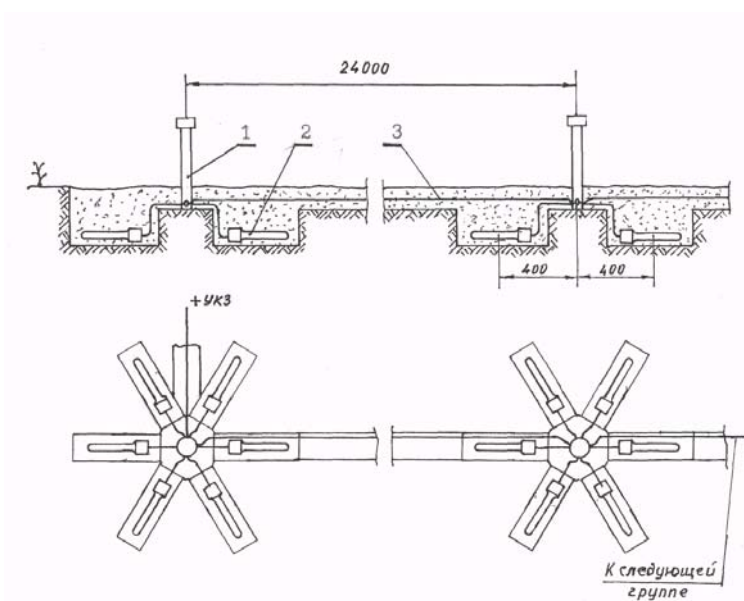


Рисунок П2.3.7. Схема анодного заземления из железо-кремнистых заземлителей при расположении электродов "звездой"

1 – монтажно-соединительная колонка, 2 – железо-кремнистый заземлитель, 3 – кабельная магистраль

П2.3.22 Расчетные значения сопротивления растеканию тока однорядного анодного заземления из железо-кремнистых заземлителей приведены в таблице П2.3.1.

Таблица П2.3.1 - Расчетные значения сопротивления растеканию тока однорядного анодного заземления из заземлителей типа АЗМ

КОЛ-ВО ШТ.	Удельное электрическое сопротивление грунта Ом.м										
	1	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
1	0,369	3,69	7,38	11,07	14,76	18,45	22,14	25,84	29,53	33,22	36,91
5	0,087	0,87	1,74	2,60	3,17	3,34	5,21	6,08	6,95	7,28	8,68
6	0,072	0,72	1,45	2,17	2,89	3,62	4,32	5,07	5,79	6,51	7,24
7	0,062	0,62	1,24	1,86	2,48	3,10	3,72	4,34	4,96	5,58	6,20
8	0,054	0,54	1,08	1,63	2,17	2,71	3,26	3,78	4,32	4,88	5,43
9	0,048	0,48	0,96	1,45	1,93	2,41	2,89	3,38	3,86	4,34	4,82
10	0,043	0,43	0,87	1,30	1,74	2,17	2,61	3,03	3,47	3,91	4,34
11	0,039	0,39	0,79	1,18	1,58	1,97	2,37	2,76	3,16	3,55	3,95
12	0,036	0,36	0,72	1,09	1,45	1,81	2,17	2,53	2,90	3,26	3,62
13	0,033	0,33	0,67	1,00	1,34	1,67	2,00	2,34	2,67	3,01	3,34
14	0,031	0,31	0,62	0,93	1,24	1,55	1,86	2,17	2,48	2,79	3,10
15	0,029	0,29	0,58	0,87	1,16	1,45	1,74	2,03	2,32	2,61	2,89
16	0,027	0,27	0,54	0,81	1,08	1,36	1,63	1,90	2,17	2,44	2,71
17	0,026	0,26	0,51	0,77	1,02	1,28	1,53	1,79	2,04	2,30	2,55

18	0,024	0,24	0,48	0,72	0,96	1,21	1,45	1,69	1,93	2,17	2,41
19	0,023	0,23	0,46	0,69	0,91	1,14	1,37	1,60	1,83	2,06	2,28
20	0,022	0,22	0,43	0,65	0,87	1,08	1,30	1,52	1,74	1,95	2,17
21	0,021	0,21	0,41	0,62	0,83	1,03	1,24	1,45	1,65	1,86	2,06
22	0,020	0,20	0,39	0,59	0,79	0,99	2,18	1,38	1,58	1,78	1,97
23	0,019	0,19	0,38	0,57	0,75	0,94	1,13	1,32	1,51	1,70	1,89
24	0,018	0,18	0,36	0,54	0,72	0,90	1,08	1,27	1,45	1,63	1,81
25	0,017	0,17	0,35	0,52	0,69	0,87	1,04	1,22	1,39	1,56	1,74

П2.3.23 В качестве протяженных анодных заземлений могут использоваться заземлители из электропроводящего эластомера типа ЭРП.

П2.3.23.1 Заземлители типа ЭРП или Райхем представляют собой гибкий электрод из электропроводящего эластомера диаметром от 20 до 50 мм, по оси которого расположен непрерывный токоввод в виде многопроволочной медной или обмедненной стальной жилы (рисунок П2.3.8).

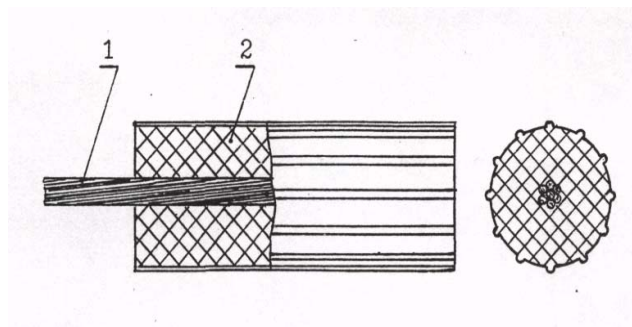


Рисунок П2.3.8. Конструкция анодного заземления ЭРП

1 – токоввод, 2 – рабочий электрод

П2.3.23.2 Благодаря применению специальных составов эластомера, анодные заземлители обеспечивают стекание значительных защитных токов, составляющих 0,04...0,08 А на погонный метр длины электрода.

П2.3.23.3 Протяженные заземлители применяют для создания как локальных, так и протяженных заземлений, в любых грунтах и климатических условиях, в том числе и в районах распространения высокоомных грунтов.

П2.3.23.4 Заземлители могут укладываться горизонтально в траншеи (рисунок П2.3.9б) или спускаться в вертикальные скважины (рисунок П2.3.9а) с применением засыпки из коксовой мелочи. Контактные соединения осуществляются в специальных колонках, что полностью исключает какие-либо соединения в грунте и повышает надежность заземления. В качестве соединительных колонок рекомендуется использовать универсальные колонки многоцелевого назначения типа УК-1-4. Для исключения вредного влияния процессов, происходящих на стыке земля-воздух, выход заземлителя на поверхность осуществляется в полиэтиленовых трубах.

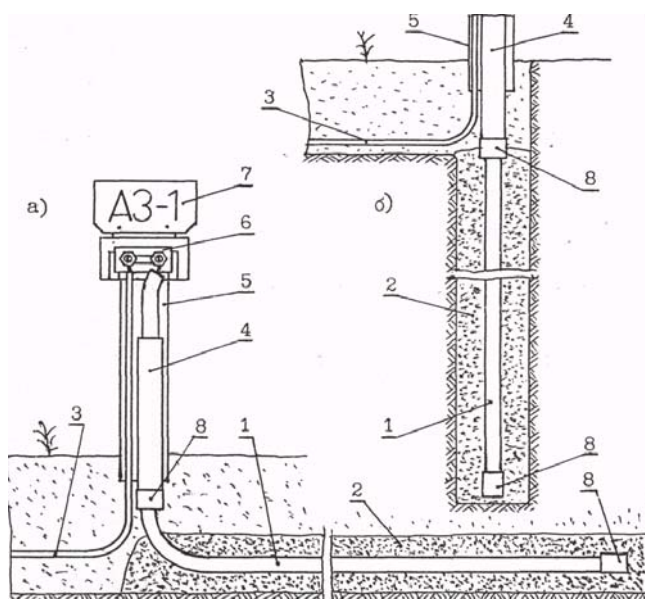


Рисунок П2.3.9аб. Варианты применения анодного заземления из токопроводящего эластомера

1 – анодный заземлитель, 2 – коксовая засыпка, 3 – анодный кабель, 4 – полиэтиленовая труба, 5 – колонка, 6 – монтажная панель, 7 – опознавательный знак, 8 – герметизирующий узел.

П2.3.13.5 Применение протяженных заземлений уменьшает вероятность экранирования, присущее многоэлектродным контурам, что позволяет снижать материалоемкость анодного заземления.

П2.3.23.6 Анодный заземлитель ЭРП выпускается двух модификаций ЭРП-5 и ЭРП-6. Заземлитель ЭРП-6 имеет меньший диаметр и может применяться при защите объектов, требующих небольших затрат защитного тока. Выбор той или иной модификации осуществляется для конкретных объектов, исходя из соображения обеспечения нормативных параметров защиты при минимальных капитальных издержках.

П2.3.23.7 Поставка протяженных заземлителей осуществляется на кабельных барабанах или бухтах. Строительная длина до 500 м или иная по требованию потребителя.

П2.4 Установки дренажной защиты

П2.4.1 Электрический дренаж является наиболее простым видом активной защиты, не требующим источника тока, так как трубопровод электрически соединяется с тяговыми рельсами источника блуждающих токов. Источником защитного тока в этом случае являются токи утечки с рельсов электрифицированного железнодорожного транспорта. Протекание дренажного тока создает катодное смещение потенциала на подземном трубопроводе.

П2.4.2 Дренажная защита по конструктивному исполнению может выполняться по схемам неполяризованного (прямого), поляризованного и авто-

матического дренажей. В отдельных случаях может применяться схема усиленного дренажа. В этих схемах независимо друг от друга действуют два тока различные по происхождению: тяговый ток железной дороги и ток от специального источника, растекающийся вдоль рельсов.

П2.4.3 В схему современной установки дренажной защиты включаются три функциональных элемента: (рисунок П2.4.1)

- устройство защиты от максимальных токов;
- устройство пропуска тока только в одном направлении;
- устройство регулирования защитного тока.

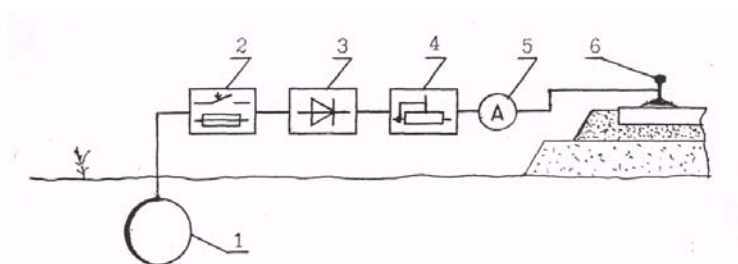


Рисунок П2.4.1. Схема поляризованного дренажа

1 – трубопровод, 2 – устройство защиты от максимальных токов, 3 – поляризованный элемент, 4 – устройство для регулирования тока, 5 – амперметр с шунтом, 6 – рельсовая сеть электрифицированной железной дороги

П2.4.3.1 Как правило, в качестве защитного устройства используются плавкие предохранители, однако находят применение и автоматические выключатели максимальной нагрузки с возвратом, то есть восстанавливающие цепь дренажа после уменьшения величины тока, опасной для элементов установки.

П2.4.3.2 В качестве поляризованного элемента используются вентиляные блоки, собранные из нескольких, соединенных параллельно лавинных кремниевых диодов. Выбор класса диодов (по обратному напряжению) осуществляется, исходя из величины импульса обратного напряжения на железных дорогах, который может достигать 1000 В.

П2.4.3.3 Регулирование тока в цепи дренажа осуществляется изменением сопротивления в этой цепи путем переключения активных резисторов.

П2.4.4 Дренажи выпускаются в исполнении от десятков до нескольких сотен ампер.

П2.4.5 Если применение поляризованных электродренажей неэффективно, то используется усиленные (форсированные) электродренажи, представляющие собой установку катодной защиты, в качестве анодного заземлителя которой используются рельсы электрифицированной железной дороги (рисунок П2.4.2).

П2.4.6 В качестве источника постоянного тока может использоваться серийно выпускаемые преобразователи или специальные установки.

П2.4.7 Необходимо учитывать то обстоятельство, что в цепи постоянного тока преобразователя, кроме выпрямленного тока, протекают и блуждающие токи – (дренажная составляющая тока защиты), поэтому элементы

этой цепи должны быть рассчитаны на ток, больший, чем ток выпрямителя. Поскольку диоды выпрямителя, одновременно выполняющие функции поляризованного элемента схемы дренажа, не всегда соответствуют приведенным выше требованиям по обратному напряжению, в схему установки включаются дополнительные вентили (VD2 на рисунке П2.4.2), предупреждающие повреждение схемы преобразователя напряжением рельс-труба.

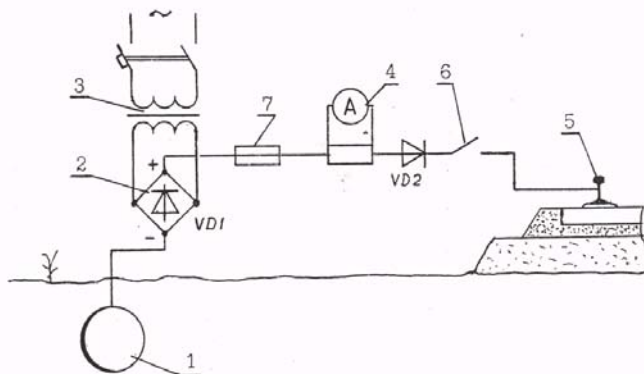


Рисунок П2.4.2. Схема усиленного дренажа
1 – трубопровод, 2 – выпрямитель, 3 – трансформатор, 4 – амперметр с шунтом, 5 – рельсовая сеть электрифицированной железной дороги, 6 – рубильник, 7 – предохранитель

П2.4.8 Ток форсированного дренажа, работающего в режиме катодной защиты, не должен превышать 100 А, и применение его не должно приводить к появлению положительных потенциалов рельсов относительно земли, чтобы исключить коррозию рельсов и рельсовых скреплений, а также присоединенных к ним конструкции.

П2.4.9 Электродренажную защиту допускается подключать к рельсовой сети непосредственно лишь к средним точкам путевых дроссель-трансформаторов через два на третий дроссельный пункт.

Более частое подключение допускается, если в цепи дренажа включено специальное защитное устройство. В качестве такого устройства может быть использован дроссель, полное входное сопротивление которого сигнальному току системы СЦБ магистральных железных дорог частотой 50 Гц составляет не менее 5 Ом (рисунок П2.4.3).

П2.4.10 Величина сопротивления кабеля проектируемого электродренажа может быть определена из зависимости:

$$R_k = 0,04 \dots 0,015 \cdot l, \text{ Ом.}$$

где:

l - длина дренажного кабеля, км.

При $l > 0,4$ км сопротивление кабеля принимается равным 0.04 Ом.

П2.4.11 Сила тока электродренажной цепи определяется из расчета, что среднечасовой ток всех дренажных установок не должен превышать 15% общей среднечасовой нагрузки тяговой подстанции.

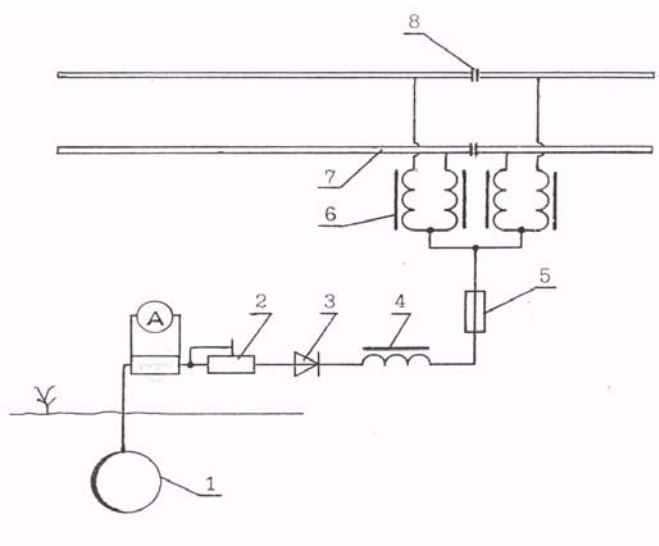


Рисунок П2.4.3. Схема подключения установки дренажной защиты к рельсам электрифицированной железной дороги, оборудованной системой СЦБ

1 – труба, 2 – регулирующий резистор, 3 – поляризованный элемент, 4 – защитный дроссель, 5 – предохранитель, 6 – путевой дроссель-трансформатор, 7 – ходовые рельсы ж/д, 8 – изолирующий стык

П2.4.12 Сечение дренажного кабеля (по меди) определяется по формуле:

$$S = \frac{I_g}{\Delta U_g} \rho_{\text{пр}} l_k, \text{ мм}^2 \quad (14)$$

где:

I_g – сила тока дренажа (расчетная), А;

$\rho_{\text{пр}}$ – удельное сопротивление материала жилы кабеля, Ом/м;

l_k – длина дренажного кабеля, м;

ΔU_g – допустимое падение напряжения в дренажной цепи, В.

Значение ΔU_g зависит от места подключения дренажа УДЗ и расстояния между пунктом "отсоса" и сооружением и берется из таблиц:

При подключении дренажа к минусовой шине тяговой подстанции:

Расстояние между пунктом "отсоса" и сооружением, км	0,2	0,5	1,0	2,0	3,0
Значение ΔU_g , В	10	11	12	13	14

При подключении дренажа к средней точке путевых дросселей:

Расстояние между пунктом "отсоса" и сооружением, км	0,5	1,0	2,0	3,0
Значение ΔU_g , В	3	5	6	7

П2.5 Установки протекторной защиты

П2.5.1 Установки протекторной защиты целесообразно применять для электрохимической защиты подземных металлических сооружений, в случае когда применение установок, питающихся от внешних источников тока, экономически не целесообразно. Протекторную защиту применяют в основном на объектах не обеспеченных электроснабжением, объектах небольшой протяженности и т. п., а также в качестве временной защиты до ввода в эксплуатацию основной ЭХЗ и резервной защиты.

П2.5.2 Обычно протекторные установки применяются для защиты подземных сооружений (резервуаров, трубопроводов, стальных защитных кожухов), не имеющих электрических контактов со смежными протяженными коммуникациями.

П2.5.3 Протекторная защита может осуществляться как литыми сосредоточенными протекторами, так и протяженными.

Сосредоточенные протекторы можно использовать в грунтах с удельным электросопротивлением до 50 Ом·м, а протяженные – до 500 Ом·м.

П2.5.4 Сосредоточенные протекторы можно применять одиночные и объединенные в групповые установки. Количество протекторов в установке зависит от необходимой силы защитного тока, силы тока одиночного протектора в данном грунте и коэффициента полезного действия. Число протекторов в группе не должно превышать 8. Расстояние между протекторной установкой и защищаемым сооружением должно быть не менее 3 м – для одиночных и 6 м – для групповых установок. Расстояние между отдельными протекторами в группе должно быть не менее 3 м. Группы протекторов соединяют с защищаемым сооружением через контактные устройства контрольно-измерительных колонок (КИК) для возможности отключения протекторов и проведения контрольных измерений (рисунок П2.5.1).

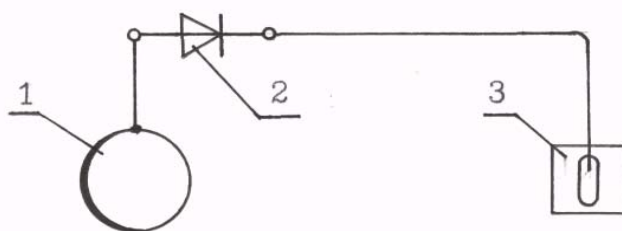


Рисунок П2.5.1. Принципиальная схема поляризованной протекторной установки

1 – трубопровод, 2 – группа протекторов, 3 – сухой элемент 373, например Д226Б

П2.5.4.1 В целях более эффективного использования протекторов рекомендуется помещать их в скважины или шурфы с активатором. Применение анодов без активатора допускается при удельном электросопротивлении грунта менее 10 Ом·м.

П2.5.5 Для защиты подземных сооружений выпускаются комплектные протекторы типа ПМ-5У, ПМ-10У и ПМ-20У (ТУ 48-10-28-74). Протекторы представляют собой магниевые гальванические аноды типа ПМ-5, ПМ-10 и ПМ-20, упакованные в хлопчатобумажные мешки вместе с порошкообразным активатором (рисунок П2.5.2).

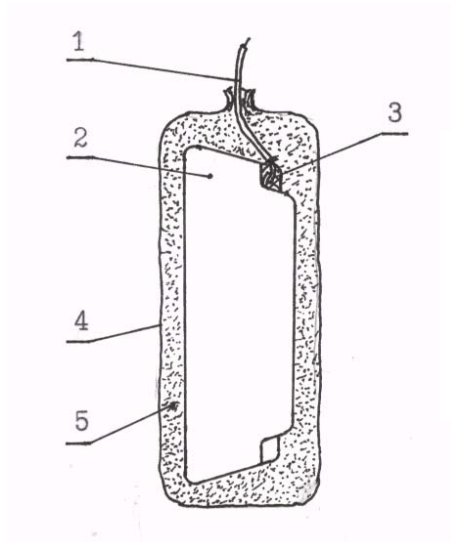


Рисунок П2.5.2. Общий вид комплектного протектора типа ПМУ

1 – магниевый анод типа ПМ, 2 – соединительный провод, 3 – изоляция контактного узла, 4 – активатор, - картонная или фанерная шайба, 6 – хлопчатобумажный мешок

П2.5.6 Протекторы типа ПМ изготавливаются из магниевых сплавов МПУ1 и МП2. В центре (по продольной оси) протектора имеется контактный сердечник из стального оцинкованного прута. К контактному сердечнику (рисунок П2.5.3) приварен провод длиной 3 метра. Место соединения проводника со стержнем тщательно изолировано.

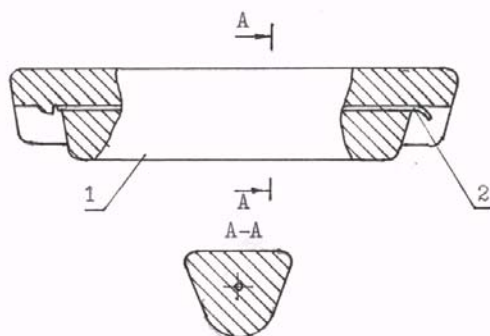


Рисунок П2.5.3. Конструкция магниевых анодов типа ПМ

1 – отливка из магниевых сплавов, 2 – контактный стержень

П2.5.7 Активатор представляет собой порошкообразную смесь следующих компонентов:

- гранулированный сернокислый натрий - 25%;
- сернокислый кальций - 25%;
- бентонитовая глина - 50%;

П2.5.8 Стационарный потенциал упакованных комплектных протекторов типа ПМ равен $-1,60 \dots -1,62$ В относительно медносульфатного электрода сравнения. Теоретическая токоотдача 2200 А.ч/кг.

Типоразмеры магниевых приведены в таблицах П2.5.1 и П2.5.2.

Таблица П2.5.1 - Типоразмеры магниевых протекторов

Тип анода	Размеры, мм		Масса, кг	Площадь рабочей поверхности, м ²
	Условный диаметр	Длина		
ПМ-5	95	500	5	0,16
ПМ-10	123	600	10	0,23
ПМ-20	181	610	20	0,35

Таблица П2.5.2 - Типоразмеры комплектных магниевых протекторов

Тип протектора	Тип анода	Размеры, мм		Масса, кг,
		средний диаметр	длина	не менее
ПМ-5У	ПМ-5	165	580	16
ПМ-10У	ПМ-10	200	700	30
ПМ-20У	ПМ-20	270	710	60

П2.5.9 Прутковые протекторы представляют собой биметаллический прут с оболочкой из протекторного сплава и стальным оцинкованным контактным стержнем диаметром 4 мм, проходящим по центру протектора. Форма пруткового протектора может быть круглой, полукруглой и эллипсовидной и определяется технологией их изготовления.

При использовании прутковых протекторов последние соединяются между собой, образуя единый протяженный протектор. Электрический контакт протяженного протектора с защищаемым сооружением осуществляется через КИП.

П2.5.10 Для защиты подземных сооружений от коррозии, находящихся в зонах блуждающих токов используются поляризованные протекторные установки, в которых подключение протекторов к трубопроводу осуществляется через полупроводниковый диод. Порог открывания диодов должен быть в пределах 0,3...0,4 В. Для этой цели используются германиевые диоды, соединенные параллельно по 3...6 штук.

При использовании кремниевых диодов применяется схема снижения порога открывания диода с помощью дополнительного источника тока (рисунки П2.5.4). В качестве источника тока используется сухой элемент типа 373.

Контактная панель, плата с диодом и другими элементами схемы, а также источник тока размещаются в контрольно-измерительной колонке.

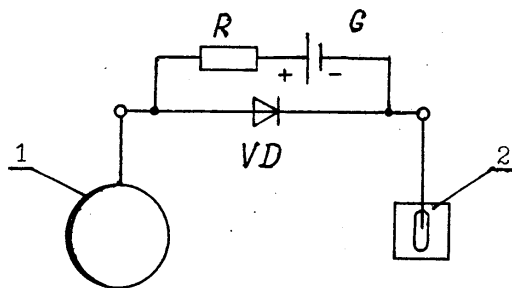


Рисунок П2.5.4 - Принципиальная схема протекторной установки со смещенным порогом открывания диода 0,3 В

1 – защищаемый трубопровод, 2 – протекторная установка,
R – резистор МЛТ-0,25 30К, G – сухой элемент 373 1,5 В,
VD – кремниевый диод Д226Б

П2.5.11 Резервная защита с помощью протекторов автоматически включается в работу при отключении основной катодной защиты. Монтаж осуществляется аналогично основной протекторной защите.

П2.5.12 Временная электрохимическая защита трубопроводов вводится до строительства основных систем катодной защиты. Количество и расстановка протекторов вдоль уложенного в грунт газопровода определяется типовым проектом, учитывающим проектные требования к изоляционному покрытию трубопровода после его засыпки и сроком введения в строй основной электрохимической защиты.

П2.5.13 Монтаж литых сосредоточенных протекторов в грунт выполняется в следующей последовательности:

- отрываются шурфы или пробуриваются скважины на глубину и на расстоянии от защищаемого объекта согласно проектной документации;
- отрывается траншея для укладки соединительных проводов между отдельными протекторами и защищаемым объектом;
- устанавливается контрольно-измерительная колонка;
- приваривается провод к защищаемому сооружению и место приварки тщательно изолируется;
- протектор извлекается из бумажного транспортного мешка, зацепляются крючком из стальной проволоки за петлю хлопчатобумажного мешка и опускается в скважину или шурф;
- каждый протектор засыпается мягким грунтом с послойной утрамбовкой, монтажная проволока извлекается;
- в скважину или шурф заливается 2..3 ведра воды и протектор засыпается грунтом окончательно;
- соединительные узлы тщательно изолируются и вместе с проводами укладываются в траншею;
- концы проводов от сооружения и от группы протекторов выводятся на клеммную панель КИП;
- все траншеи засыпаются грунтом, который затем утрамбовывается.

При монтаже протекторов запрещается опускать их в скважины, при помощи соединительного провода

Перед опусканием в скважины протекторы рекомендуется погружать их в воду с целью увлажнения активатора.

П2.5.14 По завершении монтажных и земляных работ составляется акт на скрытые работы с указанием технических данных протекторов и приложением исполнительного плана участка с протекторными установками с точной привязкой скважин с протекторами, места присоединения к защищаемому объекту, установок КИК и траншей для прокладки проводов.

П2.6 Изолирующие соединения

П2.6.1 Использование изолирующих соединений на трубопроводах является одним из способов уменьшения влияния блуждающих токов на подземные сооружения. При применении изолирующих соединений возрастает продольное сопротивление трубопроводов, что позволяет эффективно использовать систему ЭХЗ.

П2.6.2 Изолирующие соединения применяются для следующих целей:

- электрического разъединения основной магистрали и трубопроводов-отводов с иными электрохимическими свойствами;
- электрического разъединения изолированного трубопровода и сооружений, имеющих низкое переходное сопротивление (компрессорные и газорегулирующие станции, промышленные коммуникации, резервуары, предприятия, имеющие рельсовый электротранспорт и т. п.);
- электрического разъединения трубопровода, имеющего катодную защиту, и объектов не требующих катодной защиты.

П2.6.3 В качестве изолирующих соединений используются изолирующие фланцы и муфты, устройство которых показано на рисунках П2.5.5 и П2.5.6.

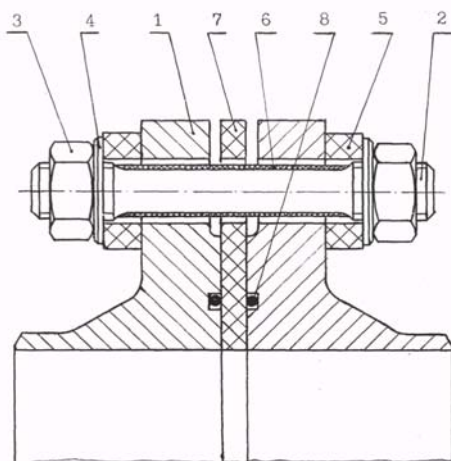


Рисунок П2.5.5. Изолирующий фланец

1 – фланец, 2 – двухсторонняя шпилька, 3 – шестигранная гайка, 4 – шайба стальная, 5 – изолирующая шайба, 6 – термоусаживающая оболочка, 7 – изолирующее кольцо, 8 – кольцевое уплотнение

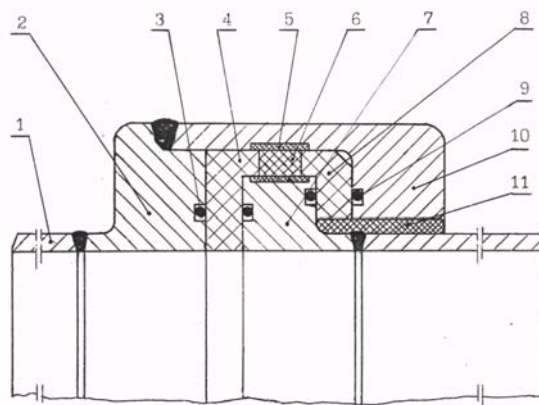


Рисунок П2.5.6. Изолирующая муфта

1 – обечайка, 2 – большой венец, 3 – первичное уплотнение (пербутан), 4 – изолирующее кольцо (стеклотекстолит), 5 – эпоксидная смола, 6 – наполнитель (неопрен), 7 – малый венец, 8 – изолирующее кольцо, 9 – вторичное уплотнение (пербутан), 10 – бандаж, 11 – эпоксидная смола

П2.6.4 Изолирующие соединения на магистральных трубопроводах монтируются в отдельных колодцах или укладываются в грунт, в последнем случае они должны тщательно изолироваться. На станциях регулирования и компрессорных станциях изолирующие соединения, как правило, располагаются на поверхности земли (рисунок П2.5.7).

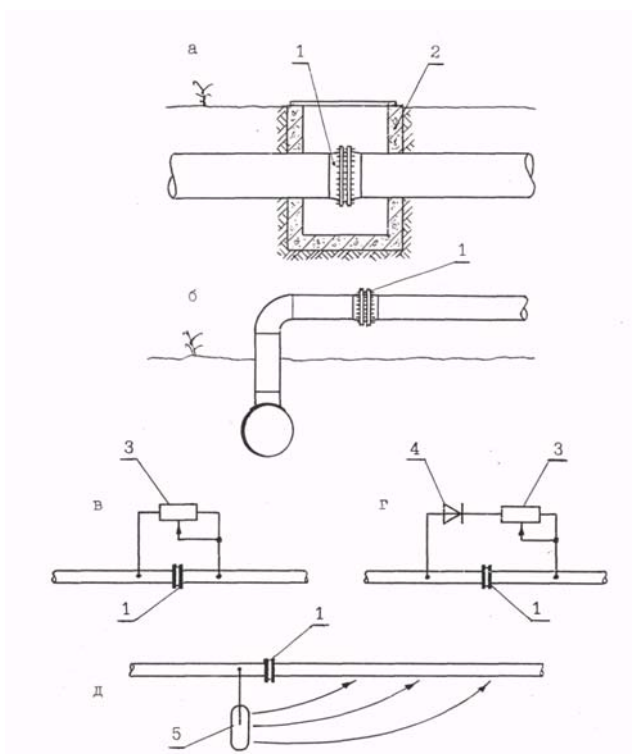


Рисунок П2.5.7. Установка изолирующих фланцев и схемы устранения анодных зон

а – установка изолирующего фланца в колодце, б – на наземном трубопроводе, в – шунтирование фланца резистором, г – шунтирование фланца резистором и диодом, д – установка протектора-токоотвода

1 – изолирующий фланец, 2 – колодец, 3 – резистор, 4 – диод, 5 – токоотвод (протектор)

П2.6.5 Соединения, расположенные на поверхности земли во взрывоопасных зонах и помещениях, должны закорачиваться взрывозащищенными искровыми разрядниками. Эти разрядники необходимо располагать в непосредственной близости от изолирующего элемента. Импульсное напряжение срабатывания должно быть меньше 50% эффективного напряжения пробоя изолирующего элемента при частоте 50 Гц. Толщина изолирующих прокладок в этом случае должна быть не менее 5 мм.

П2.6.6 В качестве искровых разрядников могут быть использованы взрывозащищенные искровые промежутки типа ИПМ-62М многократного срабатывания. Пробивное напряжения искрового промежутка регулируется толщиной слюдяной прокладки между медными электродами. Зазор 0.10...0.11 мм обеспечивает пробивное напряжение 800...1200 В.

П2.6.7 Анодные зоны, которые могут возникнуть при установке изолирующих соединений, устраняются или применением токоотводов, или шунтированием соединения регулируемым резистором.

П2.6.8 Шунтирующий резистор подключают к контактными элементами изолирующего фланца или к трубе изолированным медным проводом сечением 25...35 мм². При необходимости обеспечения протекания тока в одном направлении последовательно с резистором устанавливают диод на силу тока не менее 50 А (рисунки П2.5.7в и П2.5.7г).

П2.6.9 Отвод тока с трубопровода в землю достигается установкой магниевых протекторов (рисунок 2.5.7д). В этом случае в анодной зоне создаются условия катодной защиты данного участка трубы.

П2.6.10 Для повышения эффективности действия изолирующих соединений эксплуатации трубопроводов с такими соединениями необходимо соблюдать следующие правила:

- на трубопроводе-отводе, изолирующее соединение устанавливается после (по ходу газа) запорной арматуры;
- при подключении отвода к многониточной магистрали изолирующее соединение на отводе устанавливается после пересечения отводом всех ниток;
- на коммуникациях ГРС изолирующие соединения устанавливаются так, чтобы исключить возможность перетекания тока с основной магистрали на нитки трубопровода на выходе ГРС;
- трубопроводы, образующие электрические контуры, размыкаемые изолирующими соединениями, не должны иметь пересечений и участков параллельного прохождения с другими трубопроводами.

П2.7 Технологическая схема электрохимической защиты с протяженными или распределенными анодами

П2.7.1 При применении традиционной схемы катодной защиты распределение потенциалов вдоль трубопровода неравномерно. Неравномерность распределения потенциалов приводит к избыточной защите вблизи точки

дренажа. Это приводит к непроизводительному расходу электроэнергии и к уменьшению защитной зоны установки. Указанные недостатки, в некоторых случаях, могут устраняться применением схем с протяженными или распределенными анодами.

В схеме с протяженными анодами (рисунок П2.7.1) используются аноды кабельного типа, состоящие из металлического проводника (жилы), покрытого специальной электропроводящей оболочкой из эластомера. Наиболее рациональной является схема с прокладкой анодов по всей длине защищаемого участка трубопровода.

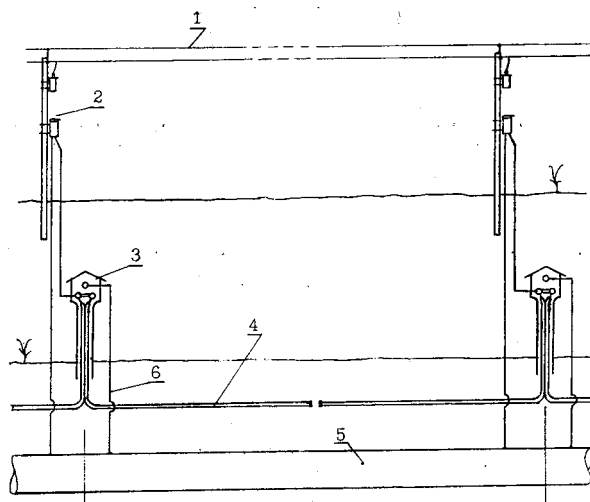


Рисунок П2.7.1. Технологическая схема системы ЭХЗ с использованием протяженных анодных заземлений

1 – вдольтрассовая воздушная линия 10 кВ, 2 – мачтовая станция катодной защиты с преобразователем малой мощности, 3 – контрольно-измерительный пункт, 4 – протяженное анодное заземление, 5 – трубопровод, 6 – контрольный вывод от трубы

В качестве источников тока рекомендуется использовать специально разработанные для этой цели преобразователи небольшой мощности серии “Марс” типа ПДЕ-0.3 (В-ОПЕД-10-30-УХЛ1). Преобразователи целесообразно размещать на стойках опор ВЛ-10 кВ с интервалом 1...2 км (рисунок П2.7.2).

П2.7.2 Технологическая схема ЭХЗ с распределенными анодами позволяет увеличить длину защитной зоны и снижает расходов электроэнергии за счет более равномерного распределения потенциала вдоль защищаемого сооружения.

П2.7.3 При применении технологической схемы ЭХЗ с распределенными анодами могут использоваться различные схемы размещения анодных заземлений. Более простой, является схема с распределенными анодными заземлениями, равномерно установленными вдоль газопровода (рисунок П2.7.3). В ряде случаев целесообразно использование комбинированной схемы сосредоточенные анодные заземления, дополнительные заземления в местах “провалов” потенциала (рисунок П2.7.4).

П2.7.4 Регулировка потенциалов трубопровода осуществляется путем изменения силы тока анодного заземления при помощи регулировочного сопротивления. В случае применения заземлений из нескольких заземлителей регулировка защитного тока может осуществляться за счет изменения числа и расположения включенных заземлителей. В общем случае заземлители, ближайшие к преобразователю, должны иметь более высокое переходное сопротивление.

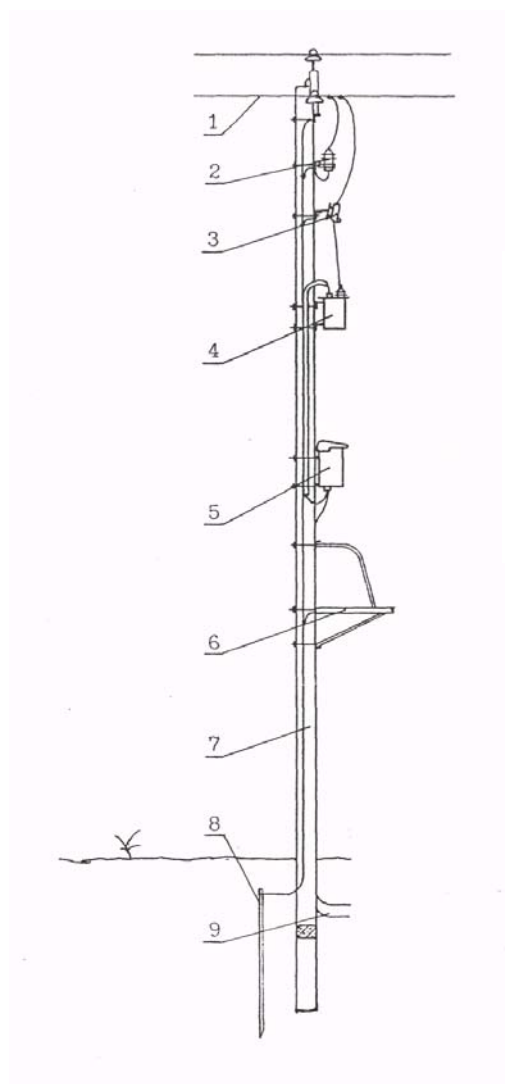


Рисунок П2.7.2. Конструктивное исполнение станции катодной защиты мачтового типа

1 – воздушная линия 10 кВ, 2 – разрядники, 3 – предохранители, 4 – понижающий трансформатор, 5 – преобразователь, 6 – сервисная площадка, 7 – железобетонная стойка опоры, 8 – защитное заземление, 9 – кабельная линия постоянного тока

П2.7.5 Расчет параметров технологической системы ЭХЗ с анодными заземлениями, равномерно распределенными вдоль газопровода ведется на конечный период эксплуатации в следующей последовательности:

- определяют силу тока защитной установки;
- определяют расстояние от точки дренажа УКЗ до первого анодного заземления;
- определяют общую длину защитной зоны;
- рассчитывают количество анодных заземлений;
- определяют параметры соединительной линии постоянного тока.

П2.7.6 Силу тока защитной установки на конечный период эксплуатации определяют из выражения:

$$I_{\text{кз}} = \frac{\Delta U_{\text{Т-З}}}{R_{\text{ВХ}}} , \text{ А} \quad (15)$$

где:

$\Delta U_{\text{Т-З}}$ - наложенный потенциал в точке подключения дренажного кабеля, В.

П2.7.7 Расстояние l_{31} от точки дренажа до первого анодного заземления:

$$l_{31} = \frac{\ln \frac{\Delta U_{T-3}}{\Delta U_{T-3, \text{MIN}}}}{\alpha}, \text{ м} \quad (16)$$

где: $\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_N}}, \frac{1}{M}$

$\Delta U_{T-3 \text{ MIN}}$ - минимальный наложенный защитный потенциал, В.

П2.7.8 Общую длину защитной зоны L определяют из выражения:

$$(L - l_{31})\Delta U_{T-3 \text{ MIN}} + \frac{\Delta U_{T-3}}{\alpha} (e^{-\alpha L} - e^{-\alpha l_{31}}) - \frac{I_{\text{кз}} \rho_{\text{д}} l_A}{2\pi M} = 0 \quad (17)$$

l_A - расстояние между заземлениями, м;

M - расстояние от заземления до середины трубопровода между соседними заземлениями, равное $M = \sqrt{\frac{l_a^2}{4} - N^2}$ (N - расстояние между трубой и анодным заземлением)

Приведенное выражение (17) представляет собой трансцендентное уравнение и решается методом последовательных приближений.

П2.7.9 Число анодных заземлений:

$$n = \frac{L - l_{31}}{l_A} \quad (18)$$

П2.7.10 Необходимую силу тока анодного заземления определяют из выражения:

$$I_A = \frac{2\pi M}{\rho_{\text{д}}} (U_{T-3 \text{ MIN}} - U_{T-30} e^{-\alpha l}) , \text{ м; } \quad (19)$$

где:

$\rho_{\text{д}}$ - удельное сопротивление грунта, Ом.м;

l_3 - расстояние от заземления до точки дренажа, м;

U_{T-30} - защитный потенциал “ труба-земля ” в точке дренажа, В.

П2.7.11 Минимальное напряжение в конце соединительной линии постоянного тока U_{MIN} определяется из выражения:

$$U_{\text{MIN}} = R_{A3} I_{A3}, \text{ В} \quad (20)$$

где:

R_{A3} - сопротивление растеканию анодного заземления на конце защищаемого участка, Ом;

A_{A3} - сила тока анодного заземления на конце защищаемого участка, А.

П2.7.12 Сопротивление соединительной линии постоянного тока:

$$R_l \leq \frac{U_{\text{кз}} - U_{\text{MIN}}}{I_{\text{кз}} l_{31} + \frac{I_{\text{кз}} + I_{A,n}}{2} l_{32}}, \text{ Ом.} \quad (21)$$

П2.7.13 Расчет параметров технологической схемы ЭХЗ с комбинированным расположением анодных заземлителей (рисунок П2.7.4) сводится к определению силы токов дополнительных анодных заземлений и сопротивления линии постоянного тока, поскольку остальные параметры определяют-

ся известным способом ("Инструкция по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промысловых объектов", ВСН2-106-78).

П2.7.14 Расчет производится на основе потенциальной диаграммы участка, снятой методом выносного электрода с шагом не более 10 м в следующей последовательности:

- определяют силу токов дополнительных анодных заземлений;
- рассчитывают минимальные напряжения соединительной линии в точках подключения дополнительных анодных заземлений;
- определяют сопротивление соединительной линии.

П2.7.15 Силу тока дополнительного анодного заземления определяют из выражения:

$$I_{A,g} = \frac{2\pi k}{\rho_o} (U_{T-3,MIN} - U_{T-3}) , \text{ A}; \quad (22)$$

где:

k - расстояние от анодного заземления до места дефекта изоляционного покрытия ("провала" защитного потенциала), м;

U_{T-3} - измеренный потенциал в месте дефекта изоляционного покрытия, В;

$U_{T-3 MIN}$ - минимальный защитный потенциал "труба-земля".

П2.7.16 Минимальное напряжение соединительной линии в точке подключения первого дополнительного анодного заземления определяют по формуле:

$$U_{MINI} = R_{A3I} I_{A3I} , \text{ B}; \quad (23)$$

где:

R_{A3I} - сопротивление растеканию первого заземления, Ом;

I_{A3I} - ток первого заземления, А.

Аналогично определяют минимальные напряжения соединительной линии в точках подключения последнего анодного заземлений.

П2.7.17 Сопротивление соединительной линии до точки подключения последнего анодного заземления:

$$R_{on} \leq \frac{U_{\kappa c} - U_{MIN \Pi}}{I_{g3} l_{g3} - I_{A,1} \sum_{i=1}^{i=n-1} \alpha_i - I_{A,2} \sum_{i=2}^{i=n-1} \alpha_i - I_{A,3} \sum_{i=3}^{i=n-1} \alpha_i - \dots I_{A, \square-1} \alpha_{i-n-1}} \quad (24)$$

где:

I_{g3} - суммарная сила тока всех дополнительных заземлений, А;

i - порядковый номер анодного заземления и участка линии постоянного тока между соседними анодными заземлениями.

Для всего участка $i = 1, 2, 3, \dots, n$

l_{g3} - длина соединительной линии постоянного тока от источника постоянного тока до последнего анодного заземления, км;

α_i - длина участка соединительной линии постоянного тока между соседними анодными заземлениями с порядковыми номерами i и $i+1$;

$U_{MIN n}$ - минимальное напряжение соединительной линии в точке подключения последнего заземления, В.

П2.7.18 По найденному сопротивлению подбирают сечение провода и производят проверку по величине падения напряжения. Напряжение в точках подключения анодных заземлений определяют по формуле:

$$U_{i=k} = U_{\kappa\sigma} - \rho_{\text{ПП}} \left(I_{A, g3K} - I_{A31} \sum_{i=1}^{i=k-1} \alpha_i - I_{A,2} \sum_{i=1}^{i=k-1} \alpha_i - \dots - I_{A,i=k-1} \alpha_{i=k-1} \right) \quad (25)$$

где:

$U_{i=k}$ - напряжение соединительной линии в точке “К”, В;

$\rho_{\text{пп}}$ - удельное сопротивление проводов, Ом/км;

l_{g3k} - длина соединительной линии от источника постоянного тока до точки $i=k$;

I_{A3K} - ток анодного заземлителя в точке “К”.

П2.7.19 В случае, если в каких-либо точках не обеспечивается U_{MIN} , сечение провода увеличивают и расчет повторяют.

П2.7.20 Наладку технологической схемы производят после окончания строительно-монтажных работ на всем участке. Перед наладкой все регулировочные сопротивления устанавливают в положение, соответствующее минимальному току анодных заземлений. Измерение потенциалов проводят методом выносного электрода. Выносной электрод устанавливают над трубопроводом в точке напротив середины между первым и вторым заземлением. (под первым и вторым заземлениями подразумеваются анодные заземления, ближайшие к УКЗ, от которой начинается наладка). Включают преобразователь УКЗ и устанавливают такой режим работы УКЗ, при котором потенциал трубопровода в точках между двумя ближайшими к катодной станции заземлениями будет составлять $0.8...0.9 U_{\text{T-3 MIN}}$. После этого, одновременно или поочередно увеличивая силы токов первого и второго заземления, устанавливают потенциал трубопровода в точке между первым и вторым заземлителями, равный $U_{\text{T-3 MIN}}$. Электрод сравнения переставляют в точку над трубопроводом, напротив середины между вторым и третьим анодным заземлениями и, регулируя силу тока третьего заземления (при необходимости и второго), устанавливают потенциал, равный $U_{\text{T-3 MIN}}$. В случае, если ток второго заземления уменьшается, необходимо провести повторное измерение в первой точке и при потенциале меньше по абсолютной величине $U_{\text{T-3 MIN}}$ увеличить ток второго заземления до достижения $U_{\text{T-3 MIN}}$. Дальнейшая наладка производится аналогично. Через 3...5 суток проводят повторные измерения и в случае необходимости корректировку параметров распределенного АЗ.

П2.7.22 Наладку схемы с комбинированным расположением анодных заземлений производят после монтажа всех дополнительных анодных заземлителей в местах “провалов” защитного потенциала, выявленных при предварительно произведенных измерениях. При наладке, устанавливают такие режимы работы дополнительных заземлителей, при которых обеспечивается полная защищенность трубопровода. Контроль потенциалов в местах установки дополнительных заземлителей повторяют через 3...5 суток после наладки.

Приложение 3 (справочное)

ПЗ ОПЫТ РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ В СТАЦИОНАРНЫХ УСЛОВИЯХ

ПЗ.1 Организация ремонтных работ. В крупных Обществах по транспортировке газа капитальный ремонт оборудования устройств ЭХЗ (трансформаторов, выпрямителей, дренажных установок и др.) и коррозионно-измерительных приборов выполняют централизованно, в мастерских лабораторий ЭХЗ, которые имеются при ООО по транспортировке газа. Для организации централизованного ремонта оборудования от заводов-изготовителей в лабораториях должна иметься подробная техническая документация, сотрудники лаборатории должны быть знакомы с технологией производства установок и приборов, с методами их заводских испытаний и приемки. При централизованном ремонте накапливается статистический материал, позволяющий выявить наиболее уязвимые узлы, элементы конструкции и принять меры к повышению надежности работы устройств защиты. Система централизованного ремонта позволяет внедрить единую технологию ремонта, обеспечивающую высокое качество работы, применять механизмы, ускоряющие ремонтные операции, упростить систему снабжения материалами и запасными частями, снизить отходы материалов, воспитать высококвалифицированные кадры ремонтного персонала.

ПЗ.2 Ремонт трансформаторов. Трансформаторы – один из наиболее ответственных элементов устройств ЭХЗ и линий электроснабжения. Ремонт вышедшего из строя трансформатора начинается с его тщательного осмотра и выявления дефектов. Наиболее характерные неисправности трансформаторов, причины их возникновения и методы определения приведены в таблице ПЗ.1.

Таблица ПЗ.1 – Некоторые неисправности трансформаторов и способы их обнаружения

Испытание	Неисправность	Возможность причины неисправности	Способ устранения неисправности
Измерение сопротивления изоляции	Низкое сопротивление	Увлажнение трансформатора Загрязнение изолятора Загрязнение изоляторов	Проверить масло на отсутствие влаги и механических примесей Тщательно протереть изоляторы снаружи Поднять выемную часть и протереть изоляторы под крышкой. Отсоединить изоляторы и переключатель; проверить отдельно обмотку, изоляторы и пе-

			реключатель
Испытание изоляции обмоток приложенным напряжением	Пробой изолятора Пробой обмотки	Дефект фарфора. Повреждение фарфора при армировке. Недостаточное изоляционное расстояние или неправильное выполнение изоляции. Дефект изоляционного материала	Определить на ощупь наличие дефектов по нагреву фарфора и фланца (после снятия напряжения) Осмотреть выемную часть трансформатора, восстановить изоляцию. Испытать без масла под напряжением до 5 кВ, после подготовки средств пожаротушения.
Испытание изоляции витков индуктированным напряжением	Большая сила тока Разряды в трансформаторе	Неправильное соединение обмоток Переключатель ступеней напряжения установлен в промежуточное положение Замыкание витков	Проверить коэффициент трансформации. Вынуть выемную часть и осмотреть ее. Проверить установку переключателя Установить место повреждения. Измерить сопротивление обмоток постоянному току. Сравнить с эталонной обмоткой
Измерение коэффициента трансформации	Коэффициент трансформации не соответствует расчетному	Неисправность вольтметра Неправильное число витков в обмотке Неправильное подключение отводов к переключателю Плохой контакт	Проверить вольтметр Сравнить коэффициент трансформации с эталонной обмоткой Проверить правильность подсоединения обмоток к переключателю Измерить сопротивление обмотки постоянному току
Опыт холостого хода	Потери мощности повышены в 1,5-2 раза. Повышенные потери и сила тока холостого	Замыкание между параллельными проводниками в многопараллельной обмотке Межвитковое замыкание.	Сравнить потери холостого хода с эталонной обмоткой. Вынуть выемную часть и с помощью искателя или измерением сопротивления установить место замыкания параллельных проводов. Установить наличие дефектов осмотром и обме-

	го хода Повышенное гудение, вибрация	Плохая сборка магнитопровода. Замыкание листов трансформаторной стали. Низкое качество электротехнической стали Слабая прессовка магнитопровода Слабое закрепление металлических изделий.	ром магнитопровода, проверкой изоляции стяжки, шпилек мегомметром и обмоток искателем, устранить дефекты. Осмотреть трансформатор и опрессовать железо
Опыт короткого замыкания.	Повышенные потери и напряжение короткого замыкания	Обмотки из провода меньшего или повышенного удельного сопротивления Не выдержаны размеры обмоток Обрыв параллельных проводов в многоканальных обмотках Плохой контакт в обмотке (пайке), переключателе или проводах измерительной схемы Малое сечение закорачивающей шины	Проверить сечение проводов. Измерить сопротивление обмоток постоянного тока. Осмотреть контакты и закорачивающую шину
Измерение сопротивления обмоток постоянно-му току	Завышенное сопротивление При включении установки напряжение есть, а ток в цепи отсутствует	Несоответствующее сечение обмоточного провода Слабый контакт Обрыв одного или нескольких параллельных проводов обмотки Повышенное удельное сопротивление обмоточного провода Обрыв в обмотке или на другом участке схемы	Проверить сечение обмоточного провода Проверить качество паяк осмотром Распаять и проверить сопротивление каждого параллельного провода Проверить удельное сопротивление обмоточного провода Установить место обрыва

П3.3 Повреждение трансформатора можно определить внешним осмотром, однако повреждения внутренних деталей чаще всего выявляют путем различных испытаний. Результаты испытаний не всегда позволяют точно

установить действительный характер повреждения, так как выявленное в результате испытания отклонение от нормы может быть вызвано различными причинами, например, повышение тока холостого хода может быть связано с витковым замыканием обмотки, замкнутым контуром через стяжные плиты, неправильным включением обмотки и т.д. Кроме того, испытания не характеризуют размеров повреждений.

ПЗ.4 Капитально ремонтируемые трансформаторы, как правило, полностью разбирают и тщательно осматривают. Витковое замыкание определяют с помощью специального прибора после снятия обмоток с магнитопровода. При осмотре обмоток могут обнаружиться легко устранимые дефекты, например, поверхностное повреждение небольшого участка витковой изоляции, повреждение изоляции отвода. Такие дефекты устраняют без разборки обмоток. Поврежденную витковую изоляцию восстанавливают наложением на оголенный провод витка слоя лакоткани и покрытием ее лаком ГФ-95.

ПЗ.5 В силовых трансформаторах наиболее часто повреждаются обмотки в результате пробоя изоляции на корпус и между обмотками высшего и низшего напряжения, замыкания между витками обмоток, нарушения паяных контактов, общего старения изоляции обмоток из-за естественного износа или от неправильной эксплуатации (длительных перегрузок, недоброкачества масла и др.). Реже повреждаются магнитопроводы, переходные изоляторы, баки, уплотнения, арматура.

ПЗ.5 Пробой изоляции обмоток и секционирующих выводов на корпус и между обмотками высшего и низшего напряжения определяют высоковольтным мегомметром (1-2,5 кВ). Межвитковые замыкания в обмотках трансформатора могут быть определены не только специальным прибором, но и путем сравнения коэффициента трансформации трансформатора, находящегося в эксплуатации, с этим же коэффициентом, определенным для того же трансформатора в начале эксплуатации (или с данными предыдущих измерений).

ПЗ.6 Нарушение паяк (плохой контакт) в токоведущих частях трансформатора определяют измерением сопротивления его обмоток. Если сопротивление увеличено, отыскивают нарушения паяк током короткого замыкания, составляющим 70-80% от номинального. При 15-20 минутном включении плохие контакты нагреваются быстрее других и их выявляют на ощупь.

ПЗ.7 При ремонте высокоомных трансформаторов типа ОМ и ОМС подъем выемной части трансформатора и ремонт магнитопроводов выполняют в закрытых помещениях, причем температура сердечника должна быть ниже температуры окружающей среды не меньше, чем на 5⁰С (во избежание отпотевания выемной части). Для выявления повреждений в магнитопроводах в обмотках вынутую выемную часть трансформатора испытывают в режиме холостого хода в течение 0,5-1 ч. При ремонте обмоточный провод заменяют новым, прокладывают межслоевую изоляцию. Небольшие цилиндрические обмотки наматывают на деревянные шаблоны, затем их снимают с шаблонов, сушат и пропитывают специальным лаком.

П3.8 Ремонт разъединителей. При ремонте разъединителей, очищают изоляторы, контакты и ножи от грязи, пыли и копоти. Некоторые типы разъединителей снабжены механическими запирающими устройствами, которые препятствуют произвольному переключению ножей при электродинамических нагрузках, возникающих во время протекания через разъединители токов короткого замыкания. При ремонте таких разъединителей необходимо обратить внимание на целостность этих устройств.

П3.9 В результате воздействия температурных изменений и частых электродинамических нагрузок у разъединителей разрушается армировка фланцев или колпаков опорных изоляторов. Если не произвести своевременно ремонт, разъединители могут выйти из строя. При разрушении армировки изолятора на участке, не превышающем 1/3 окружности фланца или колпачка, с поврежденной части ее острым зубилом удаляют старую замазку. В образовавшееся пространство между фарфором изолятора и его чугунным фланцем или колпачком тонкой непрерывной струей вливают новый цементирующий состав до полного заполнения свободного пространства. После отвердения состава образовавшийся армировочный шов покрывают лаком, краской или олифой.

П3.10 Трущиеся части и шарнирные соединения разъединителей очищают от грязи и ржавчины и смазывают солидолом (летом) или морозостойкой смазкой (зимой). Контактные поверхности после очистки от пленок окислов покрывают тонким слоем технического вазелина. После ремонта деталей разъединителя приступают к его регулированию: добиваются точности вхождения подвижных контактных ножей в контактные губки и необходимого давления в контактах. Подвижные и неподвижные контакты должны располагаться на одной оси, а ножи входить в губки без ударов и с некоторым усилием. Допускается несоосность контактов в пределах $\pm 0,5$ мм. Плотность прилегания контактов друг к другу проверяют щупом размером 10x0,05 мм, который не должен входить в межконтактное пространство на глубину более 6 мм. В линейных контактах плотность прилегания контактов друг к другу должна быть такой, чтобы после отключения разъединителя на контактных поверхностях оставались мелкие риски. Отрегулированный разъединитель проверяют. В разъединителе не должно быть нарушения регулировки, ослабления креплений или других дефектов, препятствующих нормальной работе. По окончании проверки контактные части разъединителя повторно покрывают тонким слоем технического вазелина.

П3.11 Ремонт элементов электрических аппаратов. В практике ЭХЗ газопроводов от коррозии широко применяет такие элементы аппаратов, как рубильники, переключатели, кнопки, пакетные выключатели, переменные резисторы, контакторы, предохранители и т.п., предназначенные для управления электрооборудованием и его защиты. При недостаточно высоком уровне эксплуатации, длительной работе, частых сменах температурного режима окружающего воздуха возникают различные неисправности, которые проявляются в виде нагрева токоведущих частей сверх допустимого, неправильной работы аппарата, отказа аппарата в работе. Причина неисправности

аппаратов – как правило плохое состояние контактов. Грязные, окислившиеся или оплавленные контактные поверхности не создают надежного контактного соединения поэтому возникает чрезмерный нагрев самих контактов и токоведущих частей.

ПЗ.12 Рубильники и переключатели являются ручными неавтоматическими аппаратами управления. Рубильники служат для включения и отключения, а переключатели – для переключения электрических цепей при номинальных токах и напряжениях. При ремонте рубильников и переключателей напильником тщательно очищают контактные поверхности ножей и контактных губок от грязи, копоти и частиц оплавленного металла; необходимо снимать минимальное количество металла, чтобы не уменьшить сечения контактных частей ножей и губок; если ножи и губки сильно оплавлены, их заменяют новыми. Затем подтягивают все крепежные детали, обращая особое внимание на шарнирные соединения, являющихся частью цепи, по которой проходит электрический ток, проверяют состояние пружин ножей и пружинящих скоб контактных губок. Ослабленные пружины заменяют новыми. После этого регулируют плотность вхождения ножей в губки. Они должны входить в губки без ударов и перекосов, но с некоторым усилием. Контактная поверхность губки должна плотно прилегать к соответствующей поверхности ножа. Щуп толщиной 0,05 мм не должен входить в пространство между губкой и ножом на глубину более 6 мм. На заключительном этапе проверяют прочность соединения рубильника с рычагом тяги. Резьбовые соединения закрепляют контргайками. Качество ремонта и регулирования рубильников и переключателей проверяют десяти-пятнадцатикратным включением и отключением. При этом не должно быть признаков каких-либо нарушений.

ПЗ.13 Кнопки управления состоят из пластмассового корпуса, внутри которого размещены контакты и пружины. При ремонте кнопки, поверхности контактов и мостика очищают от пленок окислов, проверяют состояние пружин и затяжку винтов. Ослабленные пружины заменяют новыми. При сборке отремонтированных кнопок необходимо обращать внимание на правильность взаимного расположения ее внутренних деталей и контактных поверхностей, отсутствие заеданий при движении стержня и кнопки в гнезде корпуса.

ПЗ.14 Пакетные выключатели (переключатели) служат для включения секционных электрических цепей. При ремонте выключателей обгоревшие контакты и ослабленные пружины заменяют новыми. Длительная работа и частые отключения выключателем больших токов способствуют сильному износу (выгоранию) его искрогасительной шайбы. Для того чтобы не допустить резкого ухудшения гашения дуги, такую шайбу необходимо заменить. При сборке отремонтированного выключателя особое внимание следует обращать на правильность взаимного расположения подвижных и неподвижных контактов и плотность блока его пакетов. Пружина должна быть насажена на четырехгранную часть оси так, чтобы при повороте рукоятки она натягивалась, а затем с большой скоростью замыкала или размыкала контакты. Отремонтированный и собранный пакетный выключатель проверяют не менее чем десятикратным включением и отключением.

ПЗ.15 На установках дренажной защиты применяют предохранители типа ПР (с закрытым разборным патроном без заполнения) или ПН (с закрытым патроном, заполненным кварцевым песком). По устройству предохранители просты, однако, они являются надежными аппаратами защиты. Предохранители защищают электроустановку или отдельные части ее от токов перегрузки и коротких замыканий. При прохождении через плавкую вставку предохранителя тока, превышающего ток, на который она рассчитана, вставка перегорает и разрывает электрическую цепь, отключая защищаемый участок от остальных частей электроустановки. При ремонте предохранителя контактные поверхности патрона и губок защищают от копоти и частиц металла. У фибровых патронов (предохранителей типа ПР) проверяют толщину стенок и отсутствие трещин, потому что при частых срабатываниях предохранителя стенки патрона выгорая, становятся тоньше, прочность патрона от создающегося в нем давления, достигающего очень больших величин, уменьшается. При замене плавкой вставки проверяют ее соответствие току предохранителя и защищаемой цепи.

ПЗ.16 Перезаряжая патрон с кварцевым заполнителем, полностью заменяют кварцевый песок новым, который должен состоять из чистого сухого кварца с гранулами, равными 0,5-1 мм. При меньших размерах гранул песок под действием, высокой температуры дуги спекается, при большей - в патроне окажется много воздуха, что ухудшает условия гашения дуги.

ПЗ.17 На высоковольтных линиях электроснабжения устанавливают высоковольтные предохранители типа ПК или ПКТ. При их ремонте проверяют состояние контактов, прочность крепления патрона в патронодержателе, состояние замков, целостность плавкой вставки. Окислившиеся и обгоревшие контактные поверхности защищают бархатным напильником. Губки контактов поджимают так, чтобы патрон можно было вынуть из контактов только при некотором усилии. Целостность плавки в патроне проверяют прозвонкой или контрольной лампой, полноту засыпки патрона кварцевым песком – сильным встряхиванием патрона (при этом не должно быть слышно, как пересыпается песок). При замене плавкой вставки, новую подбирают в строгом соответствии с номинальными данными предохранителя, патрона и защищаемого объекта. Вставки должны быть заводского изготовления. Самодельные вставки могут применяться в том случае, когда они по своей конструкции аналогичны заводским, соответствуют типу и кинематическим данным предохранителя, прошли калибровку и требуемые испытания. При установке новой вставки необходимо следить за тем, чтобы ее проволоки были расположены как можно дальше друг от друга и от стенок патрона. Несоблюдение этого требования может привести к нарушению нормальной работы предохранителя, разрушению патрона и даже к аварии, если при разрушении патрона дуга перебросится на соседние фазы.

ПЗ.18 Одновременно с заменой плавкой вставки в патроне меняют песок, который должен быть сухим (влажность не более 0,05%) с размером песчинок 0,5-1,5 мм. Если использую находившийся в патроне песок, прове-

ряют, не спекся и не отсырел ли он. Спекшийся песок заменяют, а сырой перед засыпкой в патрон сушат в течение 2-3 ч при 110-130⁰С.

ПЗ.19 При сборке патрона колпачки на фарфоровой трубке крепят так, чтобы обеспечивалась необходимая прочность и исключалась возможность проникновения влаги в патрон. Для повышения герметичности колпачки закрепляют с помощью уплотняющихся шайб, которые изготавливают из листовой резины и запрессовывают между трубкой и колпачком, после чего колпачок крепят на трубке цементным раствором. К торцам колпачков по всей окружности плотно припаивают крышки. Для этой цели применяют припой ПОС-40. При ремонте предохранителя типа ПК обращают внимание на соединение указателя срабатывания. При перегорании плавкой вставки перегорает и указательная проволока. Освободившаяся при этом головка под действием пружины выбрасывается наружу и повисает, сигнализируя о срабатывании предохранителя. При перезарядке предохранителя крючок указателя срабатывания зацепляют за указательную проволоку. Это делают осторожно, чтобы не оборвать ее. По окончании ремонта предохранителя убеждаются в правильности сборки всех его частей, проверяют наличие контакта между вставкой и колпачками при помощи контрольной лампы или мегомметра.

ПЗ.20 При ремонте разрядников типа РВП проверяют целостность покрышки. Покачиванием разрядника проверяют плотность укладки внутренних деталей: они не должны перемещаться. При неудовлетворительных результатах испытаний разрядник вскрывают. В этом случае проверяют целостность вилитовых дисков и искровых промежутков, исправность пружины. Поврежденные детали заменяют новыми. При сборке после ремонта очень тщательно герметизируют покрышку разрядника, чтобы защитить внутренние детали от атмосферных воздействий. Герметизацию осуществляют путем установки в нижней части разрядника двух диафрагм из резины.

Приложение 4 (рекомендуемое)

П4 УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕГЛАМЕНТУ КОНТРОЛЯ ЗАЩИТНЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ МГ И КОНТРОЛЬ ЭФ- ФЕКТИВНОСТИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ПО “ГОРЯЧИМ” ТОЧКАМ

П4.1 Контроль эффективности работы системы ЭХЗ, в соответствии с нормативно-технической документацией (НТД), осуществляется путем регулярного измерения разности потенциалов “труба-земля” во всех контрольно-измерительных пунктах трубопровода. Такая технология требует значительных трудовых и материальных затрат, особенно в районах с труднопроходимыми трассами трубопроводов и с коротким безморозным периодом.

П4.2 Теоретические расчеты, подтвержденные практикой и зарубежным опытом, показали возможность значительного сокращения объема электрометрических работ путем осуществления контроля работы системы ЭХЗ по специально выявленным отдельным, так называемым “горячим” точкам на трубопроводе, характеризующим эффективность защиты на всем участке между двумя УКЗ. Кроме того, контроль по “горячим” точкам увеличивает объем информации о наиболее коррозионноопасных участках трубопровода за счет возможности более частого и регулярного проведения измерений.

П4.3 “Горячие” точки на трубопроводе выявляются в зависимости от коррозионной опасности, по опыту эксплуатации и на основании факторов, определяющих коррозионную ситуацию. Минимальная и достаточная протяженность участка трубопровода для выявления “горячих” точек равна расстоянию между точками дренажа двух соседних УКЗ.

П4.4 Установки катодной защиты налаживаются на оптимальный режим по результатам измерения поляризационного потенциала в КИП УКЗ, затем выполняются измерения поляризационного потенциала методом выносного электрода шагом 5 метров.

П4.5 Точка, имеющая минимальную величину поляризационного потенциала, предварительно выбирается как “горячая”. Если на участке выявлено несколько точек с близкими минимальными значениями потенциала, то в них определяется наличие и относительная величина повреждения защитного покрытия. Для 1-2х существенных повреждений определяются:

- удельное электрическое сопротивление грунта;
- отношение величин удельного сопротивления грунта двух смежных участков по длине трубопровода;
- концентрация водородных ионов (pH);
- уровень грунтовых вод относительно трубопровода;
- коэффициент удаления повреждения от УКЗ (отношение расстояния до ближайшей УКЗ к длине исследуемого участка).

Кроме того, для данного участка учитываются следующие факторы:

- температура грунта, прилегающего к стенке трубы;
- частота отключения катодной защиты;
- коэффициент простоя установок защиты - отношение времени простоя ко времени учета (не менее 1 год).

П4.6 По таблице П4.1 определяется сумма баллов тестируемых точек. Если испытываемые точки находятся друг от друга на расстоянии не более 1/10 расстояния между УКЗ, то для контроля выбирается точка, имеющая большую сумму баллов.

Таблица П4.1 - Оценка влияющих факторов при ранжировании “горячих” точек

№№	Наименование факторов	Ед. изм.	Вариации факторов	Оценка в баллах
1	Величина площади дефекта в изоляционном покрытии	см ²	<10 10...100 >100	1 3 5
2	Естественный потенциал стали в данной точке по модулю	В	<0.70 >0.70	1 5
3	Удельное электрическое сопротивление грунта	Ом·м	>100 20...100 10...20 <10	0 1 3 6
4	Отношение величин удельного электрического сопротивления грунта смежных участков	б/р	<5 5...30 30...100 >100	1 3 6 10
5	Концентрация водородных ионов	рН	>7 6...7 <6	0 3*d 5*d
6	Уровень грунтовых вод	б/р	выше трубы ниже на уровне укладки	1 3 6
7	Коэффициент удаления от УКЗ	б/р	<0.25 0.25...0.5	0 3
8	Температура прилегающего к трубе грунта	°С	<25 25...40 40...50 >50	1 5 10 15
9	Частота отключений (более чем на 4 час)	отк/год	<5	2

	катодной защиты		6...10 >10	10 15
10	Коэффициент простоя установок катодной защиты	б/р	<0.03 0.03...0.25 >0/25	1 4 10

Примечание: d - диаметр трубы в метрах.

П4.7 Если выбранные “горячие” точки при ранжировании имеют отличие друг от друга не более 4-х баллов, то это указывает на то, что данный участок находится примерно в одних и тех же коррозионных условиях. В таких случаях предпочтение следует отдавать тем точкам, у которых наибольший балл по одному из факторов, расположенных ниже по приоритетам:

1 - отношение величин удельных электрических сопротивлений грунтов смежных измерений по длине трубопровода;

4 - концентрация водородных ионов pH;

2 - удельное электрическое сопротивление грунта;

3 - расположение уровня грунтовых вод.

Если одна из точек имеет больший балл, чем другие по первому фактору, то эта точка выбирается в качестве “горячей” и сравнение оценок по другим факторам не проводится. Если же по первому фактору оценки одинаковы, переходят к сравнению по второму фактору и т. д.

П4.8 В “горячих” точках, намеченных в соответствии с п.п. 7.5...7.7 проводятся контрольные измерения поляризационного потенциала и корректируются результаты предыдущей наладки установок катодной защиты, с тем, чтобы во всех точках обеспечивался минимальный защитный потенциал.

П4.9 Каждая “горячая” точка должна быть оборудована контрольно-измерительным пунктом, оснащенным электродами сравнения длительного действия в комплекте со вспомогательными электродами. Электроды располагаются по окружности трубы в зонах коррозионных поражений. При их отсутствии количество и место установки определяются по таблице П4.2.

Таблица П4.2

Диаметр трубы, мм	Количество и места установки вспомогательных электродов по окружности трубы (по циферблату часов)			
	12	9	6	3
Менее 529	1	0	0	0
720...820	0	1	1	0
1020 и более	1	0	1	0

К контрольно-измерительным пунктам в “горячих” точках должен быть обеспечен подъезд автотранспорта в любое время года.

П4.10 Из выбранных “горячих” точек на трубопроводе выделяются особо ответственные точки, расположенные:

- в местах пересечения или сближения трубопровода с другими энергоемкими магистралями (газонефтепроводами, высоковольтными линиями электропередачи, электрифицированными железными дорогами);
- на участках трубопровода, находящихся в особо напряженном состоянии (переходы через крупные реки, овраги, болота и т. д.);
- на технологически ответственных участках, определяемых линейно-эксплуатационной службой (участки с малыми радиусами поворота, аварийные участки после проведения ремонтных работ, максимально нагруженные участки и т. д.);
- на участках повышенного риска, исходя из требований промышленной безопасности и (или) экологии (пересечения с крупными автомагистралями, сближения с населенными пунктами, промышленными и сельскохозяйственными объектами и т. д.).

П4.11 Регламент контроля поляризационного потенциала в “горячих” точках определяется исходя из степени коррозионной опасности, условий эксплуатации и ответственности данных точек трубопровода. Структура и регламент контроля приведены в таблице П4.3.

Таблица П4.3

Категория “горячей” точки и факторы, определяющие категорию	Нормальные условия защиты	Экстремальные условия	Особо ответственные участки
<u>1 - я категория:</u> разрывы, СК>2мм/год, более 20 баллов	N=1 T=4	N=m T=4	N=z T=12
<u>2 - я категория:</u> каверны, СК=0.5...2 мм/год, от 10 до 20 баллов	N=1 T=2	N=m/2 T=2	N=z T=6
<u>3 - я категория:</u> каверны, СК<0.5 мм/год, менее 10 баллов	N=1 T=1	N=1 T=1	N=2 T=4

СК - скорость коррозии.

В таблице П7.3. условно обозначено:

N - количество точек контроля на участке между двумя УКЗ;

m - количество точек с поляризационным потенциалом ниже по величине чем 0.85 В;

z - количество точек, расположенных на особо ответственных участках;

T - число контрольных замеров в год.

Приложение 5 (рекомендуемое)

П5 ИНСТРУКЦИЯ ПО ЗОНД МОДУЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИЗМЕРЕНИЯ ПОЛЯРИЗАЦИОННЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

П5.1 Назначение и область применения

П5.1.1 Настоящая Инструкция измерения поляризационных потенциалов рекомендуется для регламентных измерений в соответствии с Разделом 8 Правил Технической эксплуатации магистральных газопроводов (ПТЭ МГ-2000*). Применение зонд-модульной технологии может оказаться полезным и для первичного полного обследования построенных (реконструированных) магистральных газопроводов и определения реальной степени их защищенности согласно ГОСТ Р 51164-98.

П5.1.2 Согласно предлагаемой технологии, поляризационный потенциал измеряют в специально оборудованных контрольно-измерительных пунктах и вдоль трубопроводов с определенным шагом с помощью переносных зондов.

П5.1.3 Наиболее эффективно применение технологии при измерениях в грунтах с удельным электрическим сопротивлением до 500 Ом.м.

П5.1.4 Инструкция вводится в действие с 1.04.03 г.; срок действия Инструкции до 31.12.05 г.

П5.2 Сущность методов, заложенных в новой технологии

П5.2.1 Технология измерений основана на совмещении двух методов контроля метода выносного электрода и метода измерения поляризационного потенциала вспомогательного электрода.

П5.2.3 Основное преимущество технологии – два независимых способа измерений поляризационного потенциала вспомогательного электрода:

- метод отключения вспомогательного электрода от сооружения (ГОСТ 9.602-98);
- метод измерения с помощью электролитического ключа, встроенного в центральную часть рабочей поверхности вспомогательного электрода (стационарный измерительный модуль СИМФ) или с его обратной стороны (переносной модуль МП-2).

П5.3 Необходимое оборудование, материалы, приборы

П5.3.1 Универсальная контрольно-измерительная колонка типа УК-1 (или обычный КИП), необходимые для оборудования специального контрольно-измерительного пункта (СКИП).

П5.3.2 Стационарный измерительный модуль типа СИМФ.

П5.3.3 Переносной мультиметр с входным сопротивлением не менее 100 МОм (например ПКО, ПКИ, 43313.1 и т.п.). Допускается применение зарубежных высокоомных вольтметров, например FLUKE-27.

П5.3.4 Электронные регистраторы или самопишущие приборы – РАД-256, Минилог, Э-3101 и др.

П5.3.5 Измерительные (калиброванные) шунты.

П5.3.6 Катушка с полевым проводом и счетчиком расстояния. Длина провода не менее 500 метров.

П5.3.7 Полустационарный переносной зонд-модуль типа МП-2.

П5.3.8 Ручной бур или перфоратор глубиной бурения до 2,5 метра и диаметром до 120 мм.

П5.3.9 Медносульфатный электрод сравнения (переносной, например, ЭН-1).

П5.4 Измерения поляризационного потенциала с помощью модулей

П5.4.1 Стационарный измерительный модуль СИМФ

П5.4.1.1 Суть измерений заключается в измерении потенциала вспомогательного образца способом Габера-Луггина модифицированного Пионтелли, при котором мембрана электролитического ключа максимально приближена к вспомогательному электроду. При таком способе измерений, из-за приближенности вспомогательного электрода к измерительному электроду, омическая составляющая в измеренной величине практически отсутствует.

П5.4.1.2 Модуль представляет собой устройство, зарываемое в землю рядом с контролируемым газопроводом на продолжительное время.

П5.4.1.3 Устройство (рисунок П5.4.1) включает вспомогательный электрод, мембрану и "электролитический мост" с трубкой, выводимой на поверхность земли. Во внутреннюю полость модуля заливается вода по составу близкая к грунтовой. При выполнении измерений в зимний период в состав электролита можно добавлять незамерзающую жидкость. Вспомогательный электрод постоянно подключен к трубе через КИП.

П5.4.1.4 Для проведения измерений не требуется отключений (прерываний поляризации) вспомогательного электрода от сооружения. Измерения выполняются с помощью обычных высокоомных вольтметров и стандартных хлорсеребряных или каломельных электродов, серийно выпускаемых промышленностью, которые на время проведения измерений устанавливаются в верхний конец трубки.

П5.4.1.5 При применении измерительного модуля отсутствует возможность осаждения меди на вспомогательный образец и загрязнения окружающей среды сульфатом меди.

П5.4.1.6 Точность результатов измерений обеспечивается благодаря:

- максимальному приближению (30...50 мкм) измерительного электролитического моста к вспомогательному электроду;
- исключению экранирования вспомогательного электрода электролитическим мостом;

- отсутствию в измерительной цепи падений напряжений посторонних электрических токов;
- использованию в электролитическом мосте грунтового электролита.

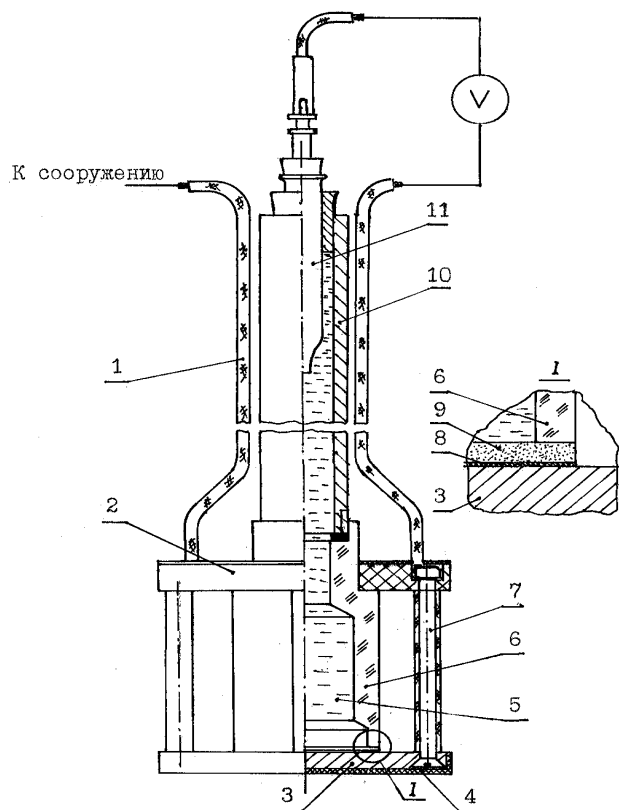


Рисунок П5.4.1. Схема измерительного модуля СИМФ

1 – измерительный провод, 2 – фланец, 3 – вспомогательный электрод, 4 – пластмассовая крышка, 5 – электролит (грунтовая вода), 6 – корпус, 7 – прижимные болты, 8 – фторопластовая пленка, 9 – мембрана, 10 – трубка ПВХ, 11 – электрод сравнения

П5.4.1.7 Схема устройства СИМФ.

Модуль представляет собой устройство, зарываемое в землю рядом с контролируемым газопроводом. Устройство (рисунок П5.4.1) включает вспомогательный электрод, мембрану и электролитический «мост» с трубкой, выводимой на поверхность земли.

Вспомогательный электрод (3) выполнен в виде круга из трубной стали диаметром 55 мм и толщиной 4-5 мм. Тыльная сторона ВЭ изолируется пластиковой крышкой (4), которая приклеивается к ВЭ эпоксидным компаундом.

К ВЭ с помощью фланца (2) и четырех прижимных винтов (7) крепится цилиндр из прозрачного пластика (6) диаметр 25 мм толщина стенки 3 мм. Между ВЭ и цилиндром устанавливаются круглые изолирующая прокладка из фторопластовой пленки (8) толщиной 40 мкм и мембрана (9); диаметры прокладок равны внешнему диаметру цилиндра. Прижимные винты изолируются трубками из ПВХ. К одному из винтов подключается изолированный провод (1) с гибкой медной жилой сечением 0.75 мм^2 для подключения к контролируемому сооружению. К другому винту аналогичным образом подключается измерительный изолированный провод. Места контакта изолируются эпоксидным компаундом. При монтаже на месте установки, на верхний конец цилиндра (10) вворачивается полихлорвиниловая трубка.

П5.4.2 Измерительный модуль (переносной) МП-2

П5.4.2.1 Принцип измерений с помощью переносного модуля МП-2 аналогичен измерениям с помощью модуля СИМФ.

П5.4.2.2 Модуль МП-2 (рисунок П5.4.2) состоит из диэлектрической трубки (2) соединенной со стальным оголовником (1) который является вспомогательным электродом. Рабочая поверхность оголовника равна поверхности вспомогательного электрода модуля СИМФ. Внутри оголовника смонтирован полиэтиленовый наконечник, соединенный с полиэтиленовой трубкой (3). Наконечник изготавливается из медицинского одноразового шприца; в узкий конец наконечника вставляют деревянную пробку. Внутри трубки (3) проложен изолированный провод (5), который с помощью клеммы (6) обеспечивает электрический контакт вспомогательного электрода с измерительным прибором. В трубку (3) заливают грунтовую воду.

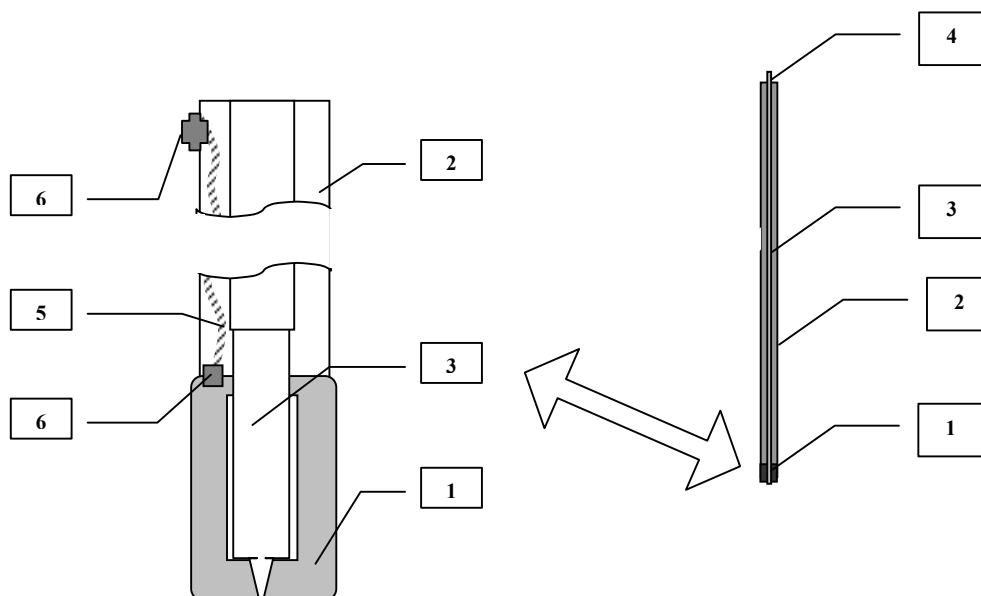


Рисунок П5.4.2. Схема измерительного модуля МП-2

1 – оголовник; 2 – пластиковая (ПЭ) трубка;
3 – наконечник с трубкой; 4 – верхний конец модуля;
5 – изолированный провод; 6 - клеммы

П5.4.2.3 Измерения потенциалов выполняют аналогично измерениям со стационарным модулем СИМФ с помощью стандартных хлорсеребряных электродов, устанавливаемых в верхний конец трубки (3).

П5.4.3 Измерение потенциалов без омической составляющей ("бос-потенциалов")

П5.4.3.1 "Бос – потенциалы", измеряются с помощью стационарных измерительных модулей СИМФ.

П5.4.3.2 Модуль устанавливается в шпур, пробуренный до боковой образующей газопровода, по схеме приведенной на рисунке

П5.4.3. Шпур бурится с помощью ручного (например, садового) бура диаметром 120 - 150 мм.

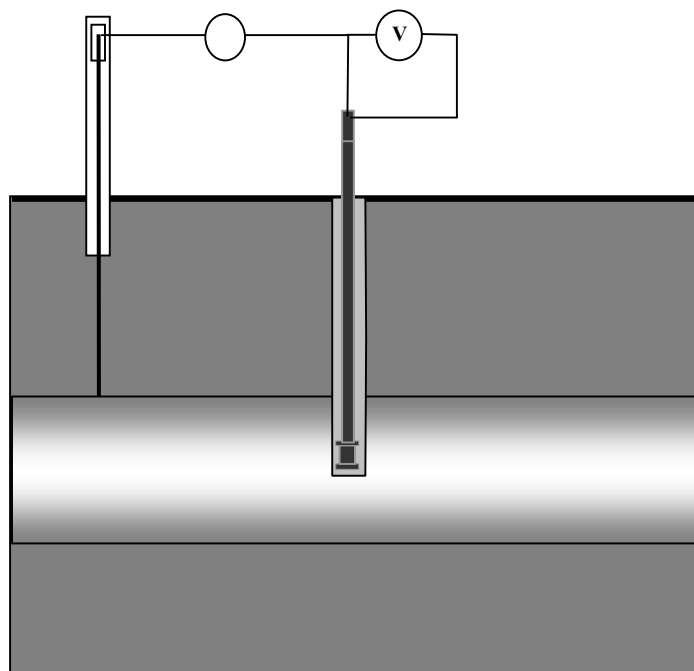


Рисунок П5.4.3. Схема монтажа и измерений с помощью измерительного модуля СИМФ

П5.4.3.3 Вспомогательный электрод модуля обжимается увлажненным грунтом, извлеченным из шпура и, вместе с обжатым грунтом, опускается в шпур.

П5.4.3.4 Модуль в шпуре засыпается грунтом, извлеченным из шпура в процессе бурения. Высота засыпки должна быть не менее 25 - 30 см.

П5.4.3.5 Соединительная трубка выводится на поверхность земли, на высоту 20-30 см. Во внутреннюю полость модуля заливается вода, желательно грунтовая; при отсутствии грунтовой воды можно залить воду из ближнего водоема или ручья.

П5.4.3.6 Вспомогательный электрод модуля подключается к газопроводу через КИП на весь период измерений; при этом допускается применение метода “выносного электрода” для проведения измерений на участках газопровода, не имеющих КИП.

П5.4.3.7 Измерения на модуле выполняются после полной релаксации (установления) измеряемого значения потенциала. Обычно это 10 - 30 мин. после засыпки модуля и его подключения к газопроводу, однако в высокоомных грунтах это время может составлять несколько часов. Вообще, время релаксации определяется как время, по истечении которого в течение 3 мин. показания прибора измеряющего величину потенциала (во втором знаке после запятой) не меняются.

П5.4.3.8 Измерения «бос-потенциалов» выполняются высокоомным вольтметром с входным сопротивлением не менее 20 МОм.

П5.4.3.9 Для контроля правильности измерений поляризационного потенциала с помощью модуля измеряют также и потенциал отключения вспомогательного образца с применением приборов ПКО, ПКИ или 43313.

П5.4.3.10 После измерений «бос-потенциалов» выполняют измерение тока натекающего на вспомогательный электрод. Измерения выполняют при помощи амперметра (ПКО, 43313 или ФЛЮК - 73), включенного в разрыв цепи "труба - вспомогательный электрод" после полной релаксации величины измеряемого тока. При наличии достаточного количества приборов, измерения потенциала и тока можно проводить одновременно.

П5.5 Проведение измерений

П5.5.1 Первоначально, измерения выполняют в КИП, в следующей последовательности.

П5.5.1.1 Рядом с КИП в шпур пробуренный рядом с трубой монтируют стационарный модуль СИМФ.

П5.5.1.2 Выполняют измерения естественного потенциала вспомогательного электрода в течение 15-30 минут (до установления стабильной величины).

П5.5.1.3 Вспомогательный электрод подключают к трубопроводу и проводят измерения потенциала двумя способами с интервалом 30 сек в течение 3-5 минут.

П5.5.2 После измерений поляризационного потенциала со стационарным модулем устанавливают на поверхности земли переносной измерительный зонд-модуль МП-2 над модулем СИМФ-1 и измеряют потенциал по схеме и методике, аналогичной пп. П5.1.1-П5.1.3.

П5.5.3 Переносным измерительным зонд-модулем МП-2 проводят тестовые измерения с заглублением его на три глубины (h): $h = 0,5$ м; $h = 1$ м и h , равном глубине укладки газопровода. По результатам измерений определяют уровень заглубления, обеспечивающий максимальную "сходимость" потенциалов, измеренных стационарным и переносным модулем.

П5.5.4 На следующем этапе выполняют измерения для локализации сквозных дефектов изоляции на обследуемом участке. Измерения выполняют методом "выносного электрода" с шагом 2...5 метров до выявления "провалов" потенциала, характеризующих наличие сквозных дефектов в защитном покрытии. Альтернативным методом (а также в зонах влияния блуждающих токов) локализации дефектов изоляции может быть метод с применением приборов – искателей повреждений.

Выявленные сквозные повреждения в покрытии фиксируются и "привязываются" на местности к постоянным ориентирам (опорам ЛЭП, КИП и пр.).

П5.5.5 В зоне зафиксированных дефектов производят измерения поляризационных потенциалов трубопровода с применением переносных зондов. Измерения выполняют с помощью зонда МП-2, погружая его в грунт на глу-

бину, определенную по п. П5.5.3. Вспомогательный электрод модуля МП-2 подключают через "длинный провод" к ближайшему КИП (рисунок П5.5.1).

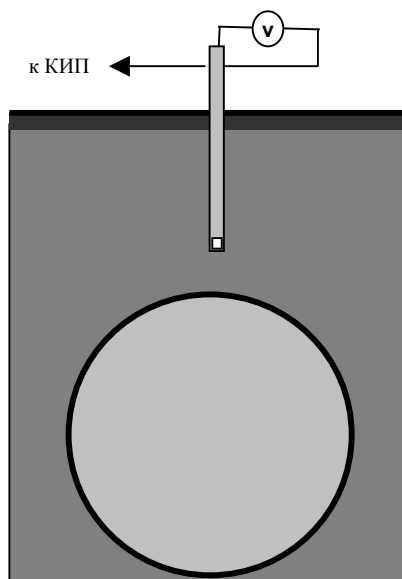


Рисунок П5.5.1. Схема монтажа и измерений с помощью измерительного модуля МП-2

П5.6 Особенности измерений на участках МГ в зонах действия блуждающих токов

П5.6.1 На участках МГ в зонах действия блуждающих токов при проведении измерений применяют регистрирующие приборы (РАД-256, Минилот, Э-3101 и пр.).

П5.6.2 В каждом пункте, где выполняются измерения, регистрируют потенциалы и силу тока в цепи "труба - вспомогательный образец" в течение 24 часов. В период интенсивного движения поездов допускается выполнять измерения в течение 3-4 часов.

П5.6.3 При обработке результатов измерений, определяют длительность и среднюю силу анодного тока (тока текущего в направлении от трубы к вспомогательному электроду).

Вероятную скорость коррозии $V_{\text{ол}}$ определяют из выражения:

$$V_{\text{ол}} = \frac{1,17 \cdot Y_{\text{вс.ср}} \cdot t_a}{t_{\text{изм}} \cdot S_{\text{вс}}}, \text{ мм/год} \quad (26)$$

где: $Y_{\text{вс.ср}}$ - средняя сила анодного тока через вспомогательный электрод, А;

t_a - длительность периода анодного тока, ч;

$t_{\text{изм}}$ - длительность периода измерений, ч;

$S_{\text{вс}}$ - площадь вспомогательного электрода, м².

П5.6.4 Вероятная глубина коррозионного поражения трубы равна:

$$\delta_K(t) = V_{\text{бл}} * t_K \quad (27)$$

где t_K - время коррозии, годы.

П5.6.5 Вероятную глубину коррозионного поражения рассчитывают на следующие моменты времени:

- на момент выполнения измерений;
- на момент образования опасного дефекта.

Если вероятная глубина коррозионного поражения равна или более $0,3 \delta_m$, то необходимо детальное обследование этого участка трубопровода с последующим шурфованием и определением фактических размеров поражения.

П5.7 Обработка и представление результатов измерений

П5.7.1 При проведении измерений результаты заносятся в полевой носитель информации.

П5.7.2 Среднее значение поляризационного потенциала в каждой точке $U_{\text{п}}$, В вычисляют по формуле:

$$U_{\text{н о л}} = \sum_{i=1}^n U_{\text{н о л} i} / n \quad (28)$$

где: $U_{\text{пол}}$ - измеренные значения потенциалов за период измерений, В
 n - общее число измерений.

П5.7.3 В рабочий журнал заносятся и режимы работ УКЗ, обеспечивающих защиту обследуемого участка.

П5.7.4 Полученные результаты измерений представляют диаграммой в виде трех линий, с указанием режимов работы УКЗ:

1 линия - разность потенциалов труба-земля, построенная по всей протяженности трубопровода с шагом 2-5 метров.

2 линия - поляризационный потенциал, построенная только на участках зафиксированных сквозных дефектов в защитном покрытии с обязательной привязкой дефектов к трассе газопровода.

3 линия – плотность тока "труба-вспомогательный электрод".

П5.7.5 По результатам анализа диаграммы определяют участки газопровода с неэффективной защитой, т.е. имеющие недостаточный или избыточный уровень защиты по ГОСТ Р 51164.

П5.7.6 После проведения анализа, если измеренные поляризационные потенциалы выходят за рамки регламентируемые ГОСТ Р 51164, изменяют режимы работы УКЗ для обеспечения оптимального распределения потенциалов на обследуемом участке и проводят контрольные измерения в точках с неэффективной защитой.

П5.7.7 Определенные таким образом режимы работ УКЗ рекомендуются эксплуатирующей организации для дальнейшей эксплуатации участка газопровода.

П5.8 Краткие указания по подготовке участков МГ для проведения измерений

П5.8.1 Измерение потенциала в отдельных стационарно оборудованных точках трубопровода выполняется по методике со стационарным измерительным модулем СИМФ.

П5.8.2 Специальные контрольно-измерительные пункты оборудуются на контролируемом участке трубопровода с шагом 0,5 - 2 км и в зонах ВКО и ПКО.

П5.8.3 Контроль потенциалов по протяженности газопроводов выполняется переносным зонд-модулем МП-2.

П5.8.4 Места расположения дополнительных контрольных пунктов для измерения защитных потенциалов вне КИП, расположенных с интервалом в 1 км, в отдельных точках газопровода определяются требованиями ГОСТ Р 51164, ПТЭ МГ и настоящей инструкции.

П5.8.5 Места размещения СКИП выбираются исходя из следующих условий:

СКИП устанавливают в точках дренажа УКЗ (при силе тока УКЗ выше 20А);

СКИП устанавливается между УКЗ в следующих точках:

- выборочно на участках газопровода ВКО и ПКО согласно требованиям ПТЭ МГ и по данным эксплуатации;
- на участках газопровода, выбранных по условиям безопасности: на пересечениях с транспортными магистралями, высоковольтными линиями электропередач и другими коммуникациями государственного значения.
- выборочно в зонах блуждающих токов, где среднесуточные значения поляризационных потенциалов превышают по модулю 1,5 В или не достигают по модулю 0,85 В относительно медносульфатного электрода сравнения.

Приложение 6
(рекомендуемое)

**П6 ПРИВАРКА ВЫВОДОВ КОНТРОЛЬНО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ
ПУНКТОВ И ДРЕНАЖНЫХ КАБЕЛЕЙ**

П6.1 Термитная приварка

П6.1.1 Настоящие требования распространяются на термитную приварку стальных выводов ЭХЗ диаметром 6-12 мм к магистральным газопроводам в том числе, находящимся под эксплуатационным давлением (без прекращения транспорта газа). Сварка осуществляется с применением тигель-формы (рисунок П6.1.1).

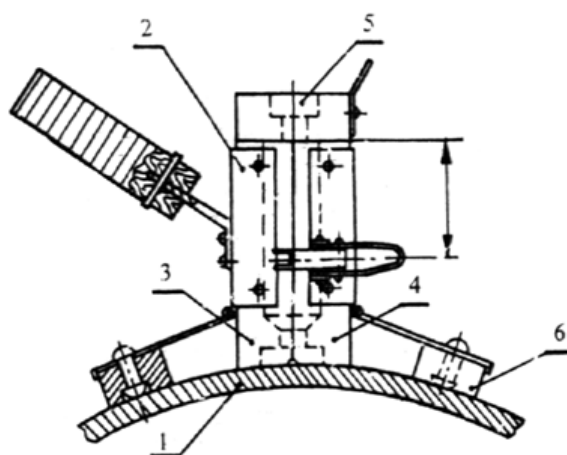


Рисунок П6.1 1. Тигель-форма для приварки выводов ЭХЗ:
1 - газопровод; 2 - кожух с замком и рукояткой; 3, 4 - полутигели;
5 - крышка с запальным отверстием; 6 - магнитные башмаки

П6.1.2 Применяемые материалы:

- а) железный термит - для приварки выводов на трубах из сталей с нормативным пределом прочности менее 539 МПа (55 кгс/мм^2);
- б) медный термит - для приварки выводов ЭХЗ (стальных медных) на трубах из сталей с нормативным пределом прочности свыше 539 МПа.

П6.1.3 Порядок проведения работ.

П6.1.3.1 Для приварки выводов ЭХЗ с помощью термитной смеси на трассе газопровода в месте присоединения вывода откапывается приямок размером 1х1,5 м в основании и глубиной до половины диаметра трубы газопровода с уступками для обеспечения выхода сварщика из приямка. Откосы приямка выполняются с учетом естественного откоса грунта (рисунок П6.1.2).

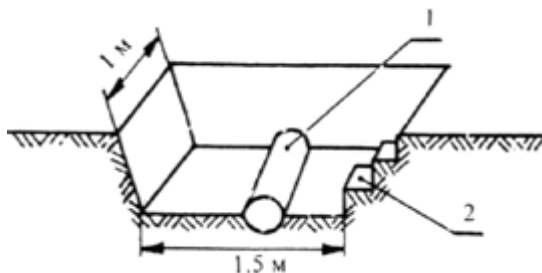


Рисунок П6.1.2. Прямо́к для приварки выводов ЭХЗ:
1 - газопровод; 2 - ступеньки

П6.1.3.2 На верхней части трубы снимается слой изоляции площадью 100x150 мм. Поверхность трубы тщательно очищается от остатков изоляции, грунта и пыли. Конiec проводника на длину 30 мм и место приварки на трубе зачищаются напильником до металлического блеска и протираются бензином или ацетоном.

П6.1.3.3 На подготовленную площадку на трубе устанавливается тигель-форма. В нижнее боковое отверстие тигель-формы вставляется зачищенный конiec проводника. На дно камеры сгорания кладется стальная или медная (для медного термита) мембрана толщиной $0,3 \pm 0,02$ мм. Мембрана устанавливается без перекоса, чтобы исключить просыпание смеси в формирующую контакт полость тигель-формы

П6.1.3.4 Термитная смесь, хранящаяся в герметичной таре (в количестве до 50 порций), перед употреблением высыпается на специальный противень или щит плотной бумаги и тщательно перемешивается. Не допускается применение термосмеси без предварительного тщательного перемешивания.

П6.1.3.5 Дозировка смеси производится заблаговременно весовым методом на аналитических весах или объемным методом с помощью мерной емкости. Расфасовывать рекомендуется по одной порции в герметичную тару. Порция термитной смеси засыпается в тигель и уплотняется металлическим прутом диаметром 2-4 мм.

П6.1.3.6 После уплотнения смеси тигель-форма закрывается крышкой.

П6.1.3.7 Поджиг термитной смеси осуществляется термитной спичкой, вставляемой через запальное отверстие крышки тигель-формы.

П6.1.4 При приварке выводов на газопроводы под эксплуатационным давлением газа следует применять дистанционное поджигающее устройство (рисунок П6.1.3). В этом случае необходимо выполнить следующее:

- развернуть электропроводку поджигающего устройства;
- вставить термитную спичку в шток поджигающего устройства;
- закрепить спираль инициатора в плате;
- установить поджигающее устройство на тигель-форму;
- положить листок бумаги между термитной спичкой и отверстием в крышке тигель-формы;
- установить термоконтакт сигнализации, включающий электрическую лампу или звуковой сигнал, на вывод ЭХЗ (расстояние 5-7 мм от боковой поверхности тигель-формы);

- убедиться в касании спирали инициатора с головкой термитной спички;
- покинуть приямок и удалиться к месту включения устройства;
- с помощью кнопки поджига подать напряжение на спираль инициатора.

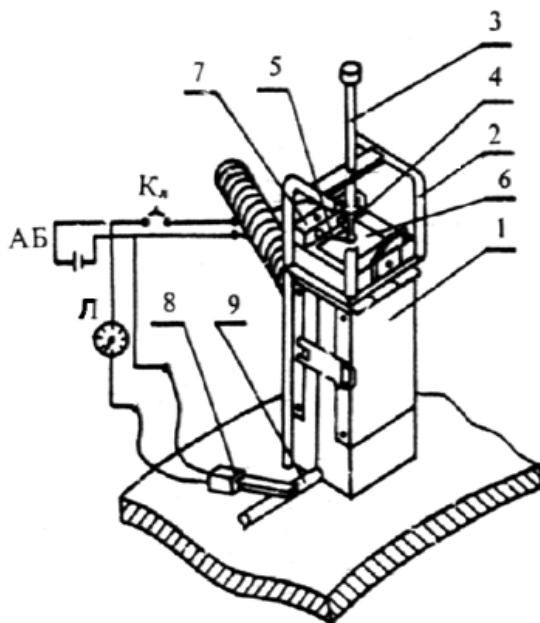


Рисунок П6.1.3. Устройство дистанционного поджига:
1 - тигель-форма; 2 - каркас устройства; 3 - подвижной шток; 4 - термитная спичка; 5 - спираль инициатора; 6 - бумага; 7 - плата инициатора; 8 - термоконтакт; 9 - вывод ЭХЗ

П6.1.5 После срабатывания сигнализации в случае дистанционного поджига или по истечении 3 минут после сгорания смеси сварщик опускается в приямок и снимает тигель-форму, которую при помощи отвертки осторожно очищают от шлака, стараясь не повредить графитовых деталей. Приваренный контакт очищают от шлака легким постукиванием молотка. После остывания участок трубы с приваренным контактом изолируется.

П6.1.6 Сведения о приваренных выводах ЭХЗ заносятся в журнал.

П6.1.7 Возможные дефекты термитной приварки выводов ЭХЗ и их причины приведены в таблице П6.1.1.

Таблица П6.1.1 - Основные дефекты термитной приварки выводов ЭХЗ и способы их устранения

№ пп	Дефекты	Причины дефектов	Способы устранения дефектов
1	Низкая прочность сварного соединения, вывод отрывается от трубы при отгибании или удалении шлака	Некачественная зачистка поверхности трубы и конца привариваемого вывода. В формирующую полость тигель-формы попала термитная смесь	Тщательно зачистить место приварки и конец вывода. Сварку повторить. Проверить плотность соединения графитовых вкладышей тигель-формы и прилегание мембраны

2	Форма термитного контакта неправильная, недостаточное количество наплавленного металла в тигель-форме образуется пробка из металла и шлака	Плохо перемешана термитная смесь (расслоение состава). Термитная смесь отсырела	Тщательно перемешать термитную смесь перед засыпкой в тигель-форму. Термитную смесь просушить
3	Наплавленный металл пористый	В тигель-форму попала влага. Влага на трубе или на привариваемом конце вывода	Просушить тигель-форму. Удалить влагу со свариваемых элементов

Требования по технике безопасности отражены в разделе IV настоящего РД.

П6.2. Электродуговая приварка выводов

П6.2.1 Данный способ применяется только на предварительно отключенном и опорожненном от газа участке газопровода.

П6.2.2 Для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55 кгс/мм^2) выводы ЭХЗ привариваются ручной электродуговой сваркой непосредственно к телу трубы.

П6.2.3 Для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву, равном и более 539 МПа, выводы ЭХЗ привариваются к кольцевым швам. Конструктивно исполнение узла приварки выводов ЭХЗ к кольцевому шву через переходную пластину показано на рисунке П6.2.1.

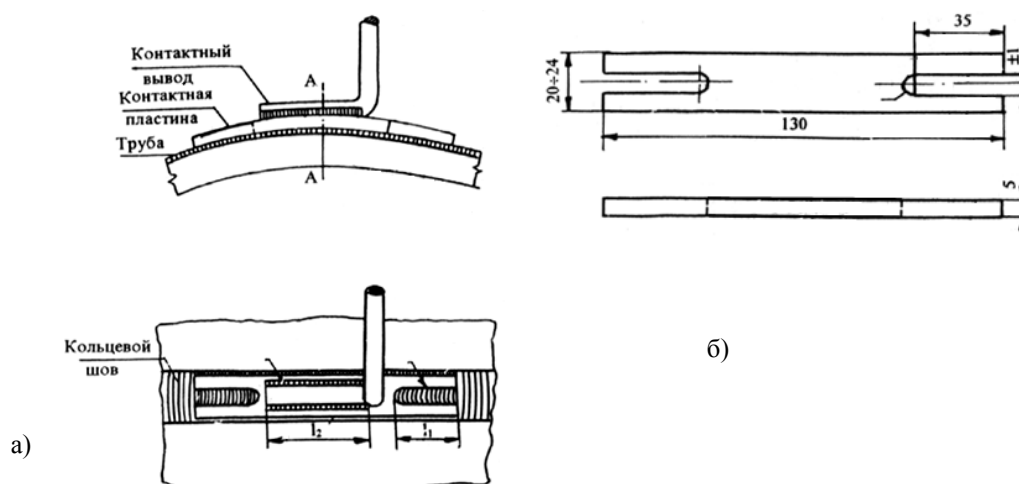


Рисунок П6.2.1. Схема приварки контактного выхода ЭХЗ к кольцевому шву (а) через переходную пластину (б):

l_1 - приварка пластины к усилению кольцевого шва;

l_2 - приварка вывода к переходной пластине

П6.2.4 Переходная пластина имеет на концах пазы, обработанные механическим способом. Перед приваркой пластина изгибается по форме верхних точек радиуса шва.

П6.2.5 Материал переходной пластины (листовая сталь $s=5\text{ мм}$) и выводов ЭХЗ (пруток диаметром 6-8 мм) - малоуглеродистая сталь типа Ст.3.

П6.2.6 Во всех случаях приварка осуществляется в нижнем положении электродами марки УОНИ 13/55 диаметром 3 мм. Приварка переходной пластины к кольцевому шву производится в два слоя при токе 90-110 А, при этом кратеры должны быть выведены на поверхность пластины, а приварка выводов ЭХЗ к центральной части переходной пластины - угловыми швами при токе 100-120 А.

П6.2.7 Величина шва в месте приварки переходной пластины должна быть не менее 2-2,5 мм.

П6.2.8 Контроль качества приварки выводов осуществляется путем контроля режима сварки и внешним осмотром шва.

П6.3 Конденсаторная приварка выводов

П6.3.1 Технические данные: конденсаторная приварка выводов ЭХЗ может осуществляться при помощи установки К 747МВ ИЭС им. Е.О.Патона. Метод конденсаторной сварки обеспечивает регламентированное минимальное проплавление металла (0,3-0,5 мм) и исключает перегрев металла и может использоваться вместо термитной приварки.

П6.3.2 Техническая характеристика установки:

диаметр привариваемых шпилек (отводов), мм	2-8
длина привариваемых шпилек, мм (при небольших изменениях $l=120\text{ мм}$)	15-100
производительность приварки, шт./мин	10
длина токоведущего кабеля, м	30
минимальная толщина детали, мм	0,5
напряжение сети 50 Гц, В (по специальному заказу могут быть поставлены установки с другим напряжением)	220
установленная мощность, КВа	2
габаритные размеры, мм	735x600x950
масса установки, кг	130
масса сварочного пистолета, кг	1,7

К работе на установке допускаются операторы, прошедшие специальную подготовку.

П6.3.3 Порядок проведения работ.

П6.3.3.1 Контактный вывод с присоединяемой к трубопроводу стороны должен быть обработан механическим путем под конус (заострен) с углом при вершине 170-175°.

П6.3.3.2 Место присоединения отвода (кольцевой шов) должно быть очищено от изоляции и обработано напильником на глубину не более 0,5-0,7 мм с целью получения ровной площадки размером 8х8 мм.

П6.3.3.3 Сварочный пистолет с контактным выводом устанавливается на трубу, контактный вывод доводится до соприкосновения со сварным швом и осуществляется сварка в соответствии с требованиями Инструкции по эксплуатации установки.

П6.3.4 После завершения сварки место присоединения отвода осматривается, надежность крепления проверяется путем 2-3-х кратного изгиба.

Приложение 7
(обязательное)

**П7 ТИПОВОЙ ТАБЕЛЬ ОСНАЩЕНИЯ СЛУЖБ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ
ЛИНЕЙНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УПРАВЛЕНИЙ**

Наименование, серия, тип, модель	Ед.	Количество		
1	2	3		
1. Машины и механизмы		А*)	Б	В
1.1. Передвижная лаборатория электрохимзащиты ЛКТСТ с передней лебедкой (на шасси УАЗ, УРАЛ-4320, КАМАЗ-4310, ЗИЛ-4334).	ком	1 ¹⁾	1 ¹⁾	1 ¹⁾
1.2. Передвижная высоковольтная лаборатория ²⁾ ЭТЛ-10.	шт	1	1	1
1.3. Вышка телескопическая ВТ-23, ВТ-26 или гидроподъемник АКП.	шт	1	1	1
1.4. Бурильно-крановая установка БМ-308 А, ДТ 75-НБ	шт	1	1	1
1.5. Боевая машина пехоты БМП-80 ПБ или комплексный вездеход 8x8	шт	-	1	1
1.6. Снегоход “Буран”	шт	-	1	1
1.7. Бензоэлектрический агрегат АБ4-0/230-01	шт	1	1	1
1.8. Сварочный агрегат передвижной	шт	1	1	1
1.9. Мотобур	шт	1	1	1
1.10. Бензопила “Дружба”, “Тайга” или “Урал”	шт	-	1	1
1.11. Лебедка ручная г/п до 1.5 тс	шт	1	1	1
1.12. Полиспаст до 1 тс	шт	1	1	1
2. Оборудование и приборы				
2.1. Прибор ПКО или ПКИ или мультиметр 43313.1	шт	5		
2.2. Мультиметры универсальные цифровые с входным сопротивлением не менее 10 МОм	шт	4		
2.3. Измеритель сопротивления заземлений ИСЗ-1 или Ф4103-М1	шт	3		
2.4. Мегомметр 500 В М-1101	шт	2		
2.5. Мегомметр 2500 В М4100/5	шт	2		
2.6. Вольтамперметр ЭВ2234	шт	4		
2.7. Регистраторы электронные РАД-256 или Минилог 128 или милливольтметр самопишущий НЗ99 или ЭНЗ001-2	шт	7		
2.8. Трассоискатель Тропа-2 или ТПК-2	шт	2		
2.9. Трассоискатели Тропа-1 или Комар	шт	6		

2.10. Искатели повреждений изоляции ИПИ-90, ИПИ-95, ИПИ-2000, АНПИ или др.	шт	2
2.11. Аппаратура ПОИСК-01 ²⁾		
2.12. Аппаратура ПОИСК-02 ²⁾		
2.13. Толщиномер МТ-57, ИТ-60, Т-55 или МТП-01	шт	2
2.14. Адгезиметр АД-1, А-1, СМ-1	шт	2
2.15. Искровой дефектоскоп “Крона” 1-Р и 2-Р	шт	2
2.16. Искровой дефектоскоп БРМ	шт	2
2.17. Медносульфатный электрод сравнения переносной ЭСПУ или ЭСП	шт	12
2.18. Электрод стальной дл. 80 см	шт	2
2.19. Электрод стальной дл. 50 см	шт	4
2.20. Термометр электрический -50...+125 °С	шт	2
2.21. Токоизмерительные клещи до 1000 В	шт	1
2.22. Токоизмерительные клещи выше 1000 В	шт	1
2.23. Газоанализатор ШИ-10 или ШИ-11	шт	1
2.24. Провод измерительный дл. 1000 м на катушке (или п. 2.22)	шт	3
2.25. Смоточное устройство от аппаратуры ПОИСК-01	шт	3
2.26. Электрод для измерения поляризационного потенциала “Зонд” ⁵⁾	шт	4
2.27. Электросварочный переносной аппарат однофазный (любой тип)	шт	1
2.28. Искатель повреждений воздушных и кабельных электролиний Р-5-10	шт	1
2.29. Вихретоковый дефектоскоп (для контроля трещин КРН) ВД-12 НФМ или МВД	шт	1
2.30. Измерительные модули СИМФ	шт	1 шт на 10 км газопровода
2.31. Индикаторы коррозии ДК-1ц, ДК-1п и ВИК	шт	1 шт на 10 км г-да
2.32. Компьютер “Ноутбук” с принтером	шт	1
2.33. Прибор GPS	ком	1
3. Инструмент		
3.1. Комплект индивидуального монтерского инструмента МИ64	ком	1 ⁶⁾
3.2. Комплект инструмента монтера ЭХЗ КИН-ЭХЗ	ком	1 ⁷⁾
3.3. Набор ключей гаечных 8...32 мм	ком	3
3.4. Набор ключей гаечных торцовых	ком	2
3.5. Ключ разводной 30 мм	шт	4
3.6. Отвертки 100...300 мм	шт	10

3.7. Отвертка крестообразная №1	шт	3
3.8. Отвертка крестообразная №2	шт	3
3.9. Пассатижи	шт	4
3.10. Плоскогубцы	шт	3
3.11. Круглогубцы	шт	3
3.12. Кусачки-бокорезы	шт	3
3.13. Кусачки	шт	2
3.14. Клещи для снятия изоляции	шт	2
3.15. Клещи опрессовочные 16...75 кв. мм	шт	2
3.16. Ключ трубный №2	шт	1
3.17. Ключ торцовый для диодов	шт	2
3.18. Тиски настольные П-80	шт	2
3.19. Тиски настольные П-120	шт	1
3.20. Молоток слесарный 0.5 кг	шт	3
3.21. Молоток слесарный 1 кг	шт	2
3.22. Кувалда 5 кг	шт	2
3.23. Зубило слесарное	шт	2
3.24. Кернер	шт	3
3.25. Бородок	шт	2
3.26. Ножовка по металлу (станок), полотна	шт	2/20
3.27. Ножницы по металлу	шт	1
3.28. Напильники личные разные	шт	6
3.29. Напильники драчевые разные	шт	6
3.30. Буравы по дереву Ø12...22 мм ⁸⁾	шт	4
3.31. Пила поперечная (ножовка)	шт	2
3.32. Топор	шт	2
3.33. Штангенциркуль	шт	2
3.34. Метр складной	шт	2
3.35. Рулетка 10 м	шт	3
3.36. Дрель ручная Р-4807	шт	2
3.37. Дрель электрическая Н28А	шт	1
3.38. Набор сверл Ø2.5...11 мм	ком	3
3.39. Лампа паяльная	шт	2
3.40. Паяльник 500 г	шт	1
3.41. Паяльник электрический 100 Вт	шт	1
3.42. Паяльник электрический 50 Вт	шт	3
3.43. Шлифмашинка 220 В	шт	1
3.44. Тигель-форма для приварки контрольных выводов (или п. 3.58)	шт	4
3.45. Кисти малярные разные	шт	5
3.46. Трафареты для нанесения цифр и надписей	ком	2
3.47. Краскораспылитель пневматический	шт	1

3.48. Шланг для краскораспылителя дл. 15 м	шт	1		
3.49. Щетка стальная	шт	5		
3.50. Лопата штыковая	шт	5		
3.51. Лопата совковая	шт	5		
3.52. Лом	шт	2		
3.53. Кирка	шт	2		
3.54. Когти для подъема на деревянные опоры ⁹⁾	пар	2		
3.55. Лазы для прямоугольных стоек опор	пар	1 ¹⁰⁾		
3.56. Лазы для круглых стоек опор ¹¹⁾	пар	2		
3.57. Пояс монтажный страховочный	шт	1 ¹⁰⁾		
3.58. Индукционный нагреватель для приварки контрольных выводов к трубе (или п. 3.44)	ком	1		
3.59. Бинобль 8х30 БПЦ-5-8 х3	шт	1		
3.60. Фотоаппарат цифровой	шт	1		
3.61. Станок заточный настольный (любой)	шт	1		
4. Средства бытового назначения		А	Б	В
4.1. Палатка на 2 человека	шт	3	3	3
4.2. Лодка надувная 2х-местная ¹²⁾	шт	1	1	1
4.3. Мешок спальный ватный ¹³⁾	шт	1	1	-
4.4. Мешок спальный меховой ¹³⁾	шт	-	-	1
4.5. Сапоги на меху или валенки ¹³⁾	пар	-	1	1
4.6. Сапоги болотные ¹³⁾	пар	-	1	1
4.7. Сапоги кирзовые ¹⁴⁾	пар	1	1	1
4.8. Сапоги брезентовые ¹³⁾	пар	1	-	-
4.9. Чулки меховые под болотные сапоги ¹³⁾	пар	-	1	1
4.10. Подшлемник ¹³⁾	шт	-	1	1
4.11. Костюм хлопчатобумажный ¹⁴⁾	ком	1	1	1
4.12. Куртка ватная ¹⁴⁾	шт	1	1	1
4.13. Полушубок ¹³⁾	шт	-	1	1
4.14. Костюм защитный энцефалитный ¹³⁾ и/или костюм от гнуса	ком	-	1	1
4.15. Сетка Павловского ¹³⁾	шт	1	1	1
4.16. Рукавицы меховые ¹³⁾	пар	-	1	1
4.17. Сапоги резиновые ¹³⁾	пар	1	1	1
4.18. Плащ прорезиненный ¹³⁾	шт	1	1	1
4.19. Фляга алюминиевая 40 л	шт	1 ¹⁵⁾		
4.20. Термос 3 л для горячей пищи	шт	2 ¹⁵⁾		
4.21. Фонарь электрический аккумуляторный	шт	2 ¹⁵⁾		
4.22. Плита газовая малогабаритная	шт	1 ¹⁵⁾		
4.23. Баллон газовый 5 л	шт	2 ¹⁵⁾		
4.24. Редуктор газовый “Балтика”	шт	1 ¹⁵⁾		
4.25. Чайник 3...5 л	шт	1 ¹⁵⁾		

4.26. Кастрюля 3...4 л	шт	2 ¹⁵⁾
4.27. Сковорода	шт	1 ¹⁵⁾
4.28. Миска	шт	1 ¹³⁾
4.29. Кружка 0.3 л	шт	1 ¹³⁾
4.30. Фляга 1 л	шт	1 ¹³⁾
4.31. Кондиционер бытовой	шт	1 ¹⁵⁾
4.32. Отопитель электрический 1 кВт (любой)	шт	1 ¹⁵⁾
4.33. Кабель КРПТ 2.5х3	шт	20 ¹⁶⁾
4.34. Электроплитка 2х800 Вт, 220 В	м	1 ¹⁵⁾
4.35. Радиоприемник переносной	шт	1 ¹⁵⁾
4.36. Телевизор переносной (пит. 12 В)	шт	1 ¹⁵⁾
4.37. Лыжи охотничьи	пар	1 ¹⁷⁾
5. Средства связи		
5.1. Рация портативная УКВ, до 5 км	шт	3 ¹⁵⁾
5.2. Рация мобильная УКВ	шт	1 ¹⁵⁾
5.3. Зарядное устройство для зарядки аккумуляторов портативных раций	шт	1 ¹⁵⁾
6. Материалы		
6.1. Сернокислая медь (медный купорос) х.ч.	кг	5 ¹⁹⁾
6.2. Термосмесь железная или медная	кг	10
6.3. Спички термитные	кор	50
6.4. Лента изоляционная х/б	кг	2
6.5. Лента изоляционная ПВХ	кг	2
6.6. Трубка ПВХ разных диаметров	м	50
6.7. Краска синтетическая эмаль ПФ	кг	10
6.8. Краска масляная	кг	20
6.9. Пудра алюминиевая	кг	10
6.10. Растворитель для красок	кг	10
6.11. Олифа синтетическая	кг	10
6.12. Припой мягкий ПОС-40, ПОСК-50-18	кг	5
6.13. Флюс (канифоль)	кг	1
6.14. Моющие средства (СМС)	кг	15
6.15. Крафт-бумага	кг	50
6.16. Бумага миллиметровая	рул	1
6.17. Бумага диаграммная для самопишущих приборов	рул	30
7. Защитные средства техники безопасности		
7.1. Плакаты (знаки) стационарные	ком	по числу СКЗ
7.2. Плакаты переносные	ком	3
7.3. Перчатки диэлектрические	пар	5 ²⁰⁾
7.4. Коврики резиновые диэлектрические	шт	5
7.5. Боты диэлектрические	пар	2 ²¹⁾
7.6. Штанга изолирующая оперативная	шт	2

7.7. Заземление переносное (закоротки)	ком	3
7.8. Очки защитные при термосварке	шт	2
7.9. Щиток или маска для электросварки	шт	1
7.10. Щиток или очки для работы со шлифмашинкой	шт	2
7.11. Огнетушитель углекислотный ОУ-5	шт	4
7.12. Огнетушитель углекислотный ОУ-2	шт	1 ¹⁵⁾
7.13. Жилет дорожный сигнальный	шт	3 ²²⁾
7.14. Аптечка медицинская	шт	1 ²³⁾
7.15. Индикатор (сигнализатор) напряжения до 500 В	шт	3
7.16. Штанга-индикатор напряжения до 10 кВ	шт	1
8. Резервный фонд оборудования и материалов - неснижаемый запас		
8.1. Преобразователи УКЗ	%	5 ²⁴⁾
8.2. Электродренажи	%	5
8.3. Трансформаторы ОМ10/10-0.23	%	2 ²⁵⁾
8.4. Стойки опор железобетонные СНВ-2.7 (3.2)	%	5
8.5. Блоки автоматического ввода резерва	%	5 ²⁵⁾
8.6. Траверсы опор ВЛ-10 кВ М-4	%	2
8.7. Изоляторы штыревые ШСС-10, ШФ20-В	%	5
8.8. Изоляторы штыревые ШТ, ТФ	%	5
8.9. Разрядники РВО, РВП	%	2
8.10. Блоки телеконтроля для систем ЭХЗ	%	10
8.11. Разъединители РЛНД-10	%	5
8.12. Предохранители высоковольтные 5 А	%	10
8.13. Предохранители низковольтные 10 А	%	10
8.14. Провод сталеалюминиевый АС-50, АС-70	км	20
8.15. Зажимы плашечные	шт	500
8.16. Провод АПВ-50 или кабель АВВГ 1х50	м	2000
8.17. Провод АПВ-4	м	1000
8.18. Наконечники алюминиевые разные	шт	300
8.19. Анодные заземлители	%	10
8.20. Протекторы комплектные ПМ	%	10
8.21. Электроды сравнения долгодействующие ЭНЕС, ИОНИТ-1	%	5 ²⁵⁾
8.22. Выключатели автоматические серии АЕ	%	3 ²⁵⁾
8.23. Полупроводниковые диоды для УКЗ и УДЗ	%	5 ²⁵⁾
8.24. Счетчики электроэнергии СО-И446	%	5 ²⁵⁾
8.25. Счетчики времени наработки СВН-2	%	2 ²⁵⁾
8.26. Амперметры М4200	%	5 ²⁵⁾
8.27. Вольтметры М4200	%	5 ²⁵⁾

8.28. Блоки управления преобразователей	%	5 ²⁵⁾
8.29. Комплектные трансформаторы подстанции	ком	1
8.30. Концевые кабельные муфты 10 кВ	шт	2
8.31. Контрольно-измерительные колонки УК-1	%	10
8.32. Провод (любой) 6...10 кв. мм для контрольных выводов	м	500
8.33. Кабель АВВГ разных сечений	%	10
8.34. Шина медная 2х10	м	500
8.35. Кабель ААШВ 1/240, 1/625, 1/800 для установок дренажной защиты	м	500 ²⁶⁾
8.36. Лента термоусаживаемая	кг	5
8.37. Крепежные нормали	кг	50
8.38. Электроды сварочные УОНИ	кг	100

Примечания: А- южные районы России;

Б - районы средней полосы;

В - северные районы и к ним приравненные;

1 - один комплект при протяженности трубопровода до 300 км, при большей протяженности - дополнительно по одному комплекту на каждые полные и не полные 300 км;

2 - только для Централных Лабораторий ЭХЗ;

3 - электроды ЭСП можно заказать в лаборатории электрохимзащиты ООО" ВНИИГАЗ";

4 - устройство включает в себя 3 катушки с проводом длиной 1200 м, заплочное приспособление для установки катушек со счетным механизмом, наручного счетчика метров и наматывателя. Устройство выпускает завод " Корпус " г. Саратов;

5 - электрод "Зонд" можно заказать в лаборатории электрохимзащиты ООО" ВНИИГАЗ";

6 - по одному комплекту на ПЭЛ ЭХЗ;

7 - по одному комплекту на монтера ЭХЗ;

8 - при использовании деревянных опор или деталей их конструкций;

9 - при наличии деревянных опор;

10 - на каждого монтера, работающего на ВЛ;

11 - при наличии стоек опор круглого сечения;

12 - при наличии пересечения трубопроводов с водными преградами;

13 - на каждого выездного члена бригады;

14 - на каждого члена службы ЭХЗ;

15 - на каждую передвижную лабораторию;

16 - на каждую передвижную лабораторию для подключения к сети 220 В;

17 - на каждого выездного члена бригады в районах с обильными снегопадами;

- 18 - на каждую передвижную лабораторию ЭХЗ;
- 19 - здесь и далее количество материалов на 1 год;
- 20 - и дополнительно по 2 пары на каждую передвижную лабораторию;
- 21 - и дополнительно по 2 пары на высоковольтную лабораторию и по 1 паре на передвижную лабораторию ЭХЗ;
- 22 - на бригаду при работе на переходах под дорогами;
- 23 - в каждое помещение службы ЭХЗ и на каждую передвижную лабораторию;
- 24 - здесь и далее проценты от установленного оборудования;
- 25 - но не менее 2-х штук;
- 26 - при наличии установок дренажной защиты.

Типовой табель оснащения может изменяться и/или дополняться, исходя из местных природных и климатических условий, наличия тех или иных машин и механизмов, а также по мере освоения нового оборудования и приборов.

Приложение 8
(рекомендуемое)

П8 ФОРМЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ И ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

П8.1 Паспорта

П8.1.1 Паспорт установки катодной защиты

Титульный лист

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ПАСПОРТ

Установки катодной защиты

№ _____

Газопровод _____

Установка катодной защиты № _____

ЛПУ МГ

2003

Первая страница паспорта

1 Общая часть

Установка катодной защиты № _____ Преобразователь № _____
Газопровод _____ км _____
Номера защищаемых ниток _____
Диаметр трубы: _____ нитка _____ мм Изоляция _____
_____ нитка _____ мм Изоляция _____
_____ нитка _____ мм Изоляция _____
Дата ввода газопровода в эксплуатацию:
_____ нитка _____ 19 _____, _____ нитка _____ 19 _____, _____ нитка _____ 19 _____
Установка выполнена по проекту _____
_____ № чертежа _____
Смонтирована _____._____._____. Введена в эксплуатацию _____._____._____.

2 Преобразователь

Тип _____ Дата выпуска _____ Заводской номер _____
Выходная мощность преобразователя _____ кВт

3 Блок совместной защиты

Тип _____ Дата выпуска _____ Заводской номер _____

4 Катодная линия

Вид _____ Марка провода (кабеля) _____
воздушная, кабельная
Сечение провода (жилы кабеля) _____ кв. мм Длина линии _____ м
Сопротивление линии _____ Ом Дата измерения _____._____._____.

5 Анодная линия

Вид _____ Марка провода (кабеля) _____
воздушная, кабельная
Сечение провода (жилы кабеля) _____ кв. мм Длина линии _____ м
Сопротивление линии _____ Ом Дата измерения _____._____._____.

Вторая страница паспорта

6 Анодное заземление

Вид заземления _____ Материал _____
Глубина заложения _____ м Тип заземлителей _____ Кол-во _____ шт
Активатор _____ Масса активатора _____ кг
Удельное сопротивление грунта _____ Ом.м Дата _____._____._____.
Сопротивление растеканию тока _____ Ом Дата _____._____._____.

7 Защитное заземление

Материал, конструкция _____
Количество электродов-заземлителей _____
Удельное сопротивление грунта _____ Ом.м Дата _____._____._____.
Сопротивление растеканию тока _____ Ом Дата _____._____._____.

8 Питающая электролиния

Вид _____ Напряжение _____ кВ
воздушная, кабельная
Подключена к _____
Марка провода _____ Сечение _____ кв. мм

9 Электрические параметры при вводе в эксплуатацию

Преобразователь: тип _____ Заводской номер _____
Напряжение _____ В Ток _____ А Дата _____._____._____.
Потенциал труба-земля в точке дренажа _____ В
Поляризационный потенциал _____ В Дата _____._____._____.
11 Аппаратура дистанционного контроля (регулирования)
12 Элементы коррозионного мониторинга
12.1 Датчики потенциала, индикаторы коррозии и др.

10 Электрическая схема установки СКЗ и план

П8.1.2 Паспорт установки протекторной защиты

Титульный лист

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ПАСПОРТ

Установки дренажной защиты

№ _____

Газопровод _____

_____ ЛПУ МГ

2003

Первая страница паспорта

1. Общая часть

Установка дренажной защиты № _____
Газопровод _____ км _____
Номер защищаемой нитки _____
Диаметр трубы _____ мм Изоляция _____
Дата ввода газопровода в эксплуатацию _____ 19 ____ г.
Установка подключена к _____
Перегон _____ км _____ ПК _____
Установка выполнена по проекту _____
_____ № чертежа _____
Смонтирована _____._____._____. Введена в эксплуатацию _____._____._____.

2. Поляризованный дренаж

Тип _____ Дата выпуска _____ Заводской номер _____

3. Дренажная цепь

Марка кабеля _____ Сечение _____ кв. мм Длина _____ м
Сопротивление _____ Ом Дата измерения _____._____._____.

4. Защитное заземление

Материал, конструкция _____
Количество электродов-заземлителей _____
Удельное сопротивление грунта _____ Ом.м Дата _____._____._____.
Сопротивление растеканию тока _____ Ом Дата _____._____._____.

Вторая страница паспорта

5. Электрические параметры при вводе в эксплуатацию

Ток дренажа: максимальный _____ А
 минимальный _____ А
 средний _____ А
Разность потенциалов труба-земля: максимальная _____ В
 минимальная _____ В
 средняя _____ В
Время измерений: начало _____ ч. _____ м.
 окончание _____ ч. _____ м. Дата _____.____.____.

6. Электрическая схема УДЗ

П8.1.3 Паспорт установки протекторной защиты

Титульный лист

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ПАСПОРТ

Установки протекторной защиты

№ _____

Газопровод _____ ЛПУ МГ

2003

Первая страница паспорта

Установка протекторной защиты № _____
Газопровод _____ км _____
Диаметр трубы _____ мм Изоляция _____
Дата ввода газопровода в эксплуатацию _____ 19 ____ г.
Защищаемый объект _____
Установка выполнена по проекту _____
_____ № чертежа _____
Смонтирована ____·____·____. Введена в эксплуатацию ____·____·____.
Марка протекторов _____
Количество протекторов _____
Расстояние между протекторами _____ м
Глубина заложения протекторов _____ м
Активатор _____

Электрические параметры установки
при вводе в эксплуатацию

Удельное сопротивление грунта _____ Ом.м
Сопротивление цепи протектор-сооружение _____ Ом
Ток установки _____ А
Разность потенциалов сооружение-земля _____ В
Разность потенциалов протектор-земля _____ В
Дата измерений ____·____·____.

Вторая страница паспорта

Электрическая схема установки и план
размещения протекторов

П8.1.4 Паспорт вдольтрассовой воздушной линии электропитания.
Титульный лист. *)

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ПАСПОРТ
вдольтрассовой воздушной линии
электропитания

Газопровод _____ ЛПУ МГ

2003

*) К паспорту прилагаются схема трассы ВЛ на плане местности и принципиальная электрическая схема с указанием ТП, переключающих пунктов, пересечений, марок проводов и длин участков.

Первая страница паспорта

Воздушная линия _____ Напряжение _____ кВ
Построена _____._____._____. Введена в эксплуатацию _____._____._____.
Инвентарный № _____
Проекторная организация _____
Строительно-монтажная организация _____

1. Основные данные

1. Протяженность _____ км
2. Количество опор всего _____ шт
В том числе : промежуточных _____ шт
промежуточных угловых _____ шт
анкерных _____ шт
анкерных угловых _____ шт
специальных _____ шт
3. Количество цепей _____ шт
4. Длина пролета _____ м
5. Марка провода _____
6. Длина провода (общая) _____ км
7. Расстояние между проводами _____ м
8. Расчетная стрела провеса: макс. _____ м
мин. _____ м
9. Ответвления от ВЛ (№№ опор, длина) _____

-
10. Район климатических условий _____
 11. Участки с особыми условиями _____

Примечания _____

Вторая страница паспорта

II. Внесение изменений в паспорт

Краткое содержание изменений

Исполнитель _____

Начальник службы _____

Дата ____:____:____.

П8.2 Журналы

П8.2.1 Журнал дефектов воздушной линии 6-10 кВ

Титульный лист

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ЖУРНАЛ

Дефектов воздушной линии 6-10 кВ

Газопровод _____
_____ ЛПУ МГ

Начат ____ . ____ . ____ .

Окончен ____ . ____ . ____ .

Страницы журнала

Дата осмотра	Наименование ВЛ, участка	Вид дефекта	Причина дефекта	Общее состояние ВЛ	Выполненные работы	Фамилия и подпись мастера

П8.2.2 Журнал эксплуатации и ремонта установок катодной защиты.

Титульный лист

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ЖУРНАЛ

Эксплуатации и ремонта
установок катодной защиты

Газопровод _____ ЛПУ МГ

Начат _____._____._____.
Окончен _____._____._____.

272

Нечетные страницы журнала

[illegible]

П8.2.3 Журнал по эксплуатации и ремонта установок дренажной защиты.

Титульный лист

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ЖУРНАЛ

эксплуатации и ремонта
установок дренажной защиты

Газопровод _____
_____ ЛПУ МГ

Начат _____._____._____.
Окончен _____._____._____.

Четные страницы журнала

Трас-со-вый но-мер УДЗ	Ме-сто раз-меще-ния УДЗ на г/пр ово-де	Тип элек-тро. дре-нажа	Дата проведения ППР			Дата техос-мот-ра	Электороизмерения на УДЗ			
			Теку-щий ре-монт	Сред-ний ре-монт	Кап-и-тал-ьны й ре-мон-т					

Нечетные страницы журнала

[illegible]

П8.2.4 Журнал эксплуатации и ремонта установок протекторной защиты.

Титульный лист

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ЖУРНАЛ

Эксплуатации и ремонта
установок протекторной защиты

Газопровод _____
_____ ЛПУ МГ

Начат _____._____._____.
Окончен _____._____._____.

Четные страницы журнала

[illegible]

Нечетные страницы журнала

[illegible]

П8.2.5 Журнал учета и содержания средств защиты по технике безопасности.

Титульный лист

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

ЖУРНАЛ

учета и содержания средств
защиты по технике безопасности

Участок электрохимзащиты

ЛПУ МГ

Начат ____ . ____ . ____ .
Окончен ____ . ____ . ____ .

Страницы журнала

[illegible]

П8.2.6 Полевой журнал учета работы установки катодной защиты.

Титульный лист

_____ ЛПУ МГ

ПОЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Учета работы установки катодной защиты № _____

УКЗ № _____

Газопровод _____ Нитка
_____ км

Начат _____.____.____.

Окончен _____.____.____.

Страницы журнала

Дата осмотра	Режим работы УКЗ		Время нара- ботки	Расход электро- энергии	Потенциал в точке дренажа		Подпись
	I, А	U, В			Труба- земля, В	Поля- ризации- онный, В	

П8.3 Акты и протоколы

П8.3.1 Акт о проведении измерений*)

<u>Открытое акционерное общество</u> ГАЗПРОМ _____									
Наименование предприятия									
АКТ № _____ _____._____._____. г. _____ О проведении измерений _____	УТВЕРЖДАЮ _____ _____ _____ _____._____._____. Данным актом мы подтверждаем, что _____ _____								
<p>Текст акта составляется произвольно с обязательным указанием:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Название газопровода и номера нитки;2. Наименования ЛПУ МГ или УСТГ;3. Начала и конца обследованного участка;4. Диаметра трубы;5. Типа и толщины изоляционного покрытия;6. Режимы работы УКЗ на участке. <p>Протокол измерений прилагается.</p> <table style="width: 100%;"><tr><td style="width: 50%;"><u>ПРЕДСТАВИТЕЛЬ</u> _____</td><td style="width: 50%;"><u>ПРЕДСТАВИТЕЛЬ</u> _____</td></tr><tr><td>Фамилия _____</td><td>Фамилия _____</td></tr><tr><td>Подпись _____</td><td>Подпись _____</td></tr><tr><td>Дата _____._____._____.</td><td>Дата _____._____._____.</td></tr></table>		<u>ПРЕДСТАВИТЕЛЬ</u> _____	<u>ПРЕДСТАВИТЕЛЬ</u> _____	Фамилия _____	Фамилия _____	Подпись _____	Подпись _____	Дата _____._____._____.	Дата _____._____._____.
<u>ПРЕДСТАВИТЕЛЬ</u> _____	<u>ПРЕДСТАВИТЕЛЬ</u> _____								
Фамилия _____	Фамилия _____								
Подпись _____	Подпись _____								
Дата _____._____._____.	Дата _____._____._____.								

*) Форма может быть использована для других актов: об установке оборудования на испытания, о результатах испытаний, о проведении осмотров установок, о передаче оборудования и т. д.

П8.3.2 Акт об интегральной оценке состояния изоляционного покрытия трубы воздействием постоянного тока.

Первая страница

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

АКТ № _____

_____._____._____.

г. _____

Об интегральной оценке состояния
изоляционного покрытия трубы
воздействием постоянного тока

Данным актом мы подтверждаем, что _____._____._____ была произведена интегральная оценка состояния изоляционного покрытия трубы путем воздействия постоянным током участка _____ нитки газопровода _____ ЛПУ МГ

Протяженность участка _____ км

Начало _____ км _____ м

Конец _____ км _____ м

Диаметр трубы _____ мм

Изоляционное покрытие

материал _____

конструкция _____

толщина _____ мм

Место подключения источника тока _____ км

Сила тока _____ А

Напряжение источника _____ В

Продолжительность воздействия постоянного тока _____ ч.

Средняя величина удельного сопротивления грунта
на исследуемом участке _____ Ом.м

Вторая страница акта

Результаты измерений и расчета

№№	Место измерения	Потенциал, В		Смещение потенциала
		Естественный	Труба-земля	
1	В начале участка			
	На конце участка			
2	В начале участка			
	На конце участка			
3	В начале участка			
	На конце участка			

Заключение:

результаты измерений и расчета свидетельствуют о _____ состоянии

 удовлетворительном, неудовлетворительном
 изоляционного покрытия данного участка трубопровода.

ПРЕДСТАВИТЕЛЬ _____

Фамилия _____

Подпись _____

Дата _____._____._____.

ПРЕДСТАВИТЕЛЬ _____

Фамилия _____

Подпись _____

Дата _____._____._____.

П8.3.3 Акт об интегральной оценке состояния изоляционного покрытия трубы воздействием переменного (пульсирующего) тока.

Первая страница акта

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

АКТ № _____

_____._____._____.

г. _____

Об интегральной оценке состояния
изоляционного покрытия трубы
воздействием переменного
(пульсирующего) тока

Данным актом мы подтверждаем, что _____._____._____ была произведена интегральная оценка состояния изоляционного покрытия трубы путем воздействия переменным (пульсирующим) током участка

_____ нитки газопровода _____

ЛПУ МГ

Протяженность участка _____ км

Начало _____ км _____ м

Конец _____ км _____ м

Диаметр трубы _____ мм

Изоляционное покрытие

материал _____

конструкция _____

толщина _____ мм

Источник переменного тока _____ Тип _____

Место подключения источника _____ км

Частота переменного тока или пульсация _____ Гц

Средняя величина удельного сопротивления грунта _____ Ом.м

Вторая страница акта

Результаты измерений и расчета

1. Нормированное переходное сопротивление
изоляционного покрытия данного типа _____ кОм.м^a
Реальное переходное сопротивление
изоляционного покрытия _____ кОм.м^a
2. Нормированный коэффициент затухания
сигнала переменного тока _____ мБ/м
Реальный коэффициент затухания
сигнала переменного тока _____ мБ/м
3. Нормированная величина тока
генератора _____ мА
Реальная величина тока
генератора _____ мА

Заключение:

результаты измерений и расчета свидетельствуют о
_____ состоянии
удовлетворительном, неудовлетворительном
изоляционного покрытия данного участка трубопровода.

ПРЕДСТАВИТЕЛЬ _____	ПРЕДСТАВИТЕЛЬ _____
Фамилия _____	Фамилия _____
Подпись _____	Подпись _____
Дата _____.____.____.	Дата _____.____.____.

П8.3.4 Акт обследования газопровода в шурфе
Первая страница акта

Открытое акционерное общество

ГАЗПРОМ

Наименование предприятия

АКТ № _____

_____. _____. _____.

г. _____

Об обследовании газопровода
в шурфе

ЛПУ МГ (УСТГ)

Газопровод _____ нитка

Дата ввода в эксплуатацию: Газопровода _____ 19 ____ г.

Системы ЭХЗ _____ 19 ____ г.

Место шурфования газопровода _____ км _____ м

Режим работы ближайших установок катодной защиты:

СКЗ № _____ ток _____ А, напряжение _____ В

СКЗ № _____ ток _____ А, напряжение _____ В

Потенциал трубы в месте шурфования: Труба-земля _____ В

Поляризационный _____ В

Наличие технологических и/или электрических перемычек между соседними нитками в месте шурфования _____

Место расположения перемычек _____ км _____ м

Удельное сопротивление грунта в месте шурфования _____ Ом.м

Причина проведения шурфования _____

Характеристика рельефа местности _____

Грунт в шурфе (характеристика, влажность) _____

Уровень грунтовых вод по отношению к трубе _____

Глубина заложения трубы _____ м

Вторая страница акта

Конструкция защитного изоляционного покрытия _____
Вид изоляции _____
Адгезия покрытия к поверхности трубы _____
Состояние защитного покрытия _____
Наличие влаги под покрытием _____
Вид коррозионного повреждения трубы _____
Места интенсивной коррозии по циферблату часов _____
Площадь коррозионных очагов в см² на 1 кв. дм _____
Число коррозионных язв на 1 кв. дм поверхности _____ шт
Максимальная глубина язв _____ мм
Минимальная глубина язв _____ мм
Наличие трещин в металле и места их расположения _____
Наличие блуждающих токов _____
Температура грунта у стенки трубы _____ °С

Осмотр произвели специалисты

Фамилия _____
Подпись _____
Дата _____._____.____.

Фамилия _____
Подпись _____
Дата _____._____.____.

П8.3.5 Протокол измерений потенциалов выносным электродом
(естественного, труба-земля, поляризационного и пр.)

Первая страница протокола

Приложение к акту № _____

ПРОТОКОЛ измерений

Дата ____ . ____ . ____ .

Вид измерений _____

Объект измерений _____

Начало участка _____ км _____ м

Конец участка _____ км _____ м

Тип прибора _____ № прибора _____

Состояние грунта _____ Тип электрода _____

Шаг измерения _____ м

Результаты измерений, В

Таблица

Последняя страница протокола

1	2	3	4	1	2	3	4
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
+				+			
<p>Измерения произвели</p> <p> Фамилия _____ Подпись _____ Фамилия _____ Подпись _____ </p>							

Таблица 1

[illegible]

293

2 Обработка результатов

Таблица 2

Разность потенциалов	Сумма	Максимум	Среднее	Минимум	Число замеров
Положительная					
Отрицательная					

Измерения произвел

Фамилия _____

Подпись _____

Результаты обработал

Фамилия _____

Подпись _____

Последняя страница протокола

1	2	3	4
15			
16			
17			
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

Измерения произвели

Фамилия _____ Подпись _____
 Фамилия _____ Подпись _____

П8.4.2 Отчет о работе установок катодной защиты

Заполняется после очередного осмотра станций катодной защиты и высылается в вышестоящую организацию. Сведения закладываются в компьютерный банк данных.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

_____ ЛПУ МГ

_____._____._____.

ОТЧЕТ

о работе установок катодной защиты

_____ ЛПУ МГ

за _____ м-ц 2003 г.

№ СКЗ	Место уста- новки	№ УКЗ	Дата осмотра	Режим работы		Потенциал сооруже- ния		Время нара- ботки	Примечания
				I	U	U _{т-з}	U _п		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Инженер службы ЭХЗ

Фамилия _____

Подпись _____

Дата _____._____._____.

