

**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**
«__»_____ 2004 г.

УТВЕРЖДАЮ

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

_____**В.Н. ДЕДЕШКО**
«__»_____ 2004 г.

**РУКОВОДСТВО
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ
КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
(для опытно-промышленной апробации)**

**Генеральный директор
ООО «ВНИИГАЗ»**

_____**Р.М. ТЕР-САРКИСОВ**
«__»_____ 2004 г.

МОСКВА 2004 г.

А н н о т а ц и я

В «Руководстве по эксплуатации систем коррозионного мониторинга магистральных газопроводов» представлены методические указания по применению систем коррозионного мониторинга магистральных газопроводов (КМ МГ) дана характеристика специфических видов коррозионных повреждений магистральных газопроводов и определены основные компоненты системы, обеспечивающей коррозионную надежность магистральных газопроводов. Рассмотрены методологические и организационные основы КМ МГ; определены назначение, область применения и объекты, подлежащие мониторингу; изложены цели, задачи и функции КМ МГ. Дана классификация мониторинга по видам коррозии и фазам реализации, определены критерии ввода, структура, способы применения, технологические схемы и регламент автоматизированных и неавтоматизированных систем мониторинга. Рассмотрены особенности мониторинга многониточных систем трубопроводов, даны рекомендации по выбору мест для установки КДП в местах переходов пересечений и сближений трубопроводов с железными дорогами, водными преградами и другими объектами в зонах повышенного риска эксплуатации МГ с учетом степени коррозионной опасности.

В приложении приведены алгоритмы предремонтного, диагностического и эксплуатационного мониторинга коррозии МГ в зонах действия блуждающих токов от электрифицированных на постоянном токе железных дорог, методические указания по измерению поляризационных потенциалов и примеры практической реализации элементов КМ МГ.

СОДЕРЖАНИЕ

Область применения.....	5
Нормативные ссылки	6
Сокращения, использованные в Руководстве.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
Часть 1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	10
1 Основные положения.....	10
2 Классификация КМ МГ по видам коррозионных поражений, фазам и технологиям реализации	21
3 Цели, решаемые задачи и конечный результат внедрения КМ МГ.....	22
4 Основные критерии и принципы ввода КМ в процессе эксплуатации МГ.....	24
5 Основные объекты, подлежащие мониторингу.....	26
6 Основные контролируемые параметры КМ ЭХЗ МГ.....	27
7 Контрольно-диагностический пункт	28
8 Концепция коррозионного мониторинга систем электрохимической защиты многониточных газопроводов на базе автоматизированного комплекса РК ЭХЗ	31
9 Технологические системы комплекса РК ЭХЗ.....	35
Часть 2. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ОСНОВЫ ОТРАСЛЕВОЙ СИСТЕМЫ КМ МГ.....	41
1 Основные требования к отраслевой системе КМ МГ	41
2 Организация отраслевой системы мониторинга электрохимической защиты на основе автоматизированной аппаратуры «Пульсар».....	43
3 Особенности организации неавтоматизированной системы коррозионного мониторинга МГ на участках высокой и повышенной коррозионной опасности.....	48
4 Общий порядок организации и последовательность ввода в эксплуатацию стационарных систем КМ МГ первого уровня.....	56
5 Организация, содержание и последовательность выполнения работ предпроектного и диагностического коррозионного мониторинга МГ	58
5.1 Организация предпроектного мониторинга.....	58
5.2 Организация диагностического КМ МГ	61
6 Типовые схемы организации КМ МГ в узлах пересечений МГ, на подводных переходах и переходах под автомобильными и железными дорогами	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	69
Приложение П1.....	72

<i>Алгоритмы предпроектного, диагностического и эксплуатационного мониторинга коррозии газопроводов в зонах действия блуждающих токов от электрифицированных на постоянном токе железных дорог</i>	72
<i>Приложение П2.....</i>	77
<i>Алгоритм компьютерной программы обработки результатов коррозионного мониторинга автоматизированной системой «Пульсар-1».....</i>	77
<i>Приложение П3.....</i>	85
<i>Методические указания по измерению поляризационных потенциалов («БОС»- потенциалов) магистральных газопроводов.</i>	85
<i>Приложение П4.....</i>	90
<i>Результаты экспериментальных исследований по созданию основных элементов коррозионного мониторинга магистральных газопроводов</i>	90
<i>1 Постановка задачи исследования</i>	90
<i>2 Принцип действия и конструктивные особенности индикаторов коррозии</i>	91
<i>3 Область применения индикаторов коррозии</i>	92
<i>4 Оценка влияния температуры на показания индикаторов коррозии</i>	95
<i>5 Индикаторы контроля наводороживания стальных труб</i>	97
<i>6 Результаты применения индикаторов коррозии на магистральных трубопроводах.....</i>	98
<i>7 Результаты применения индикаторов водорода.....</i>	104
<i>Выводы</i>	105
<i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</i>	107

Область применения

Руководство распространяется на системы защиты от подземной коррозии наружной поверхности стальных (малоуглеродистые низколегированные стали класса не выше К70) магистральных газопроводов, транспортирующих природный газ, и отводов от них при их проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции и ремонте.

Руководство не распространяется на теплоотводы и трубопроводы, проложенные в населенных пунктах, коллекторах, зданиях и в многолетнемерзлых грунтах.

Руководство устанавливает нормы, требования и способы:

- определения перечня объектов или их частей, подлежащих коррозионному мониторингу;
- выбора обязательных параметров, контролируемых в контрольно-диагностических пунктах (КДП) для основных видов коррозионных поражений газопроводов в дефектах изоляции первого рода;
- выбора средств контроля: датчиков, сенсорных устройств, индикаторов, контролирующих основные и дополнительные параметры КМ и входящие в состав КДП;
- выбора вида и структуры автоматизированных и неавтоматических систем КМ;
- состава и построения технологических систем электрохимической защиты многониточных газопроводов на участках высокой и повышенной коррозионной опасности;
- выбора каналов связи и аппаратуры для сбора, хранения, обработки и передачи данных КМ;
- выбора систем дистанционного управления работой катодных станций и регулирования параметров электрохимической защиты;
- определения регламента контроля основных и дополнительных параметров КМ;
- определения состава изыскательских работ и измерений на МГ на подготовительном этапе организации КМ;
- выбора алгоритмов обработки данных и программного обеспечения анализа результатов первого, второго и третьего уровня КМ МГ;
- обеспечения промышленной, экологической безопасности и охраны труда при организации систем КМ МГ.

Настоящее Руководство обязывает организации, осуществляющие проектирование, строительство, эксплуатацию, реконструкцию и ремонт магистральных газопроводов выполнять комплексный анализ коррозионной ситуации на МГ, дифференцировать участки газопроводов по степеням и категориям коррозионной опасности, разрабатывать технические условия, регламенты, инструкции и другую документацию по КМ МГ на участках высокой и повышенной коррозионной опасности.

Нормативные ссылки

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

ГОСТ 9602-89 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. ВРД 39-1.10-006-2000*. ВНИИГАЗ. М. 2000

Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. ВРД 39-1.10-026-2001. – М.: ООО «ВНИИГАЗ». 2001;

Руководство по анализу результатов внутритрубной инспекции. ВРД 39-1.10-001-99. - М.: ООО «ВНИИГАЗ». 1999;

Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. ВРД 39-1.10-004-99. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000;

Инструкция по обследованию и ремонту газопроводов, поврежденных КРН, в шурфах. ВРД 39-1.10-023-2001. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2001;

Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. РД 153-39.4-091-01. – М.: 4-й филиал Воениздата, 2002.

Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов. М.: ВНИИГАЗ, 2004.

Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии. ПО «Союзоргэнергогаз», 1989.

Сокращения, использованные в Руководстве

АЗ - анодное заземление;
АКМ – автоматизированная система КМ;
ВКО – участки МГ высокой коррозионной опасности;
ВЛ – вдольтрассовая линия электропередачи;
ВЭ – вспомогательный электрод ;
КИП - контрольно-измерительный пункт;
КДП – контрольно-диагностический пункт;
КМ – коррозионный мониторинг;
ЛЭП – линия электропередач;
МГ - магистральный газопровод;
МКМ – мобильная система КМ;
МСЭ – медно-сульфатный электрод сравнения;
ПКО – участки МГ повышенной коррозионной опасности;
РО – регламентное обслуживание;
СВБ – сульфат-восстанавливающие бактерии;
СКЗ – станция (преобразователь) катодной защиты;
СКМ - стационарная система КМ;
УДЗ – установка дренажной защиты;
УКЗ – установка катодной защиты;
УКО – участки МГ умеренной коррозионной опасности;
ЭЖД – электрофицированная железная дорога;
ЭХЗ – электрохимическая защита.

ВВЕДЕНИЕ

Нормируемые в Российских и мировых стандартах минимальные защитные потенциалы не в полной мере и не во всех случаях характеризуют кинетику коррозии подземных трубопроводов. Подобного рода контроль создает видимость защиты, особенно при использовании суммарного (с омической составляющей) потенциала при оценке степени защищенности МГ. Складывается ситуация, когда коррозия магистральных газопроводов протекает в условиях недетерминированного воздействия катодной защиты.

С другой стороны на стареющих газопроводах в зонах отслаивания изоляции начинают развиваться трещины и обширные язвы, не связанные с действием катодной защиты.

По этим причинам оценка защищенности газопроводов по потенциалу катодной защиты становится недостаточно эффективной, так как не отражает сущности реально протекающих на трубопроводе коррозионных процессов.

В этих условиях ООО «ВНИИГАЗ» на основании многолетнего опыта эксплуатации обосновал необходимость контроля защищенности по двум параметрам: поляризационному потенциалу и скорости коррозии. В Российский стандарт ГОСТ Р 51164-98 и Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов (ВРД 39-1.10-006-2000*) введены требования контроля скорости коррозии МГ в условиях активной (ЭХЗ) и пассивной (изоляция) защиты по индикаторам коррозии, имеющим металлический контакт со стальной стенкой трубы. В дальнейшем была разработана концепция, принципиальные схемы и основные технические решения, обеспечивающие практическую реализацию непрерывной во времени и по протяженности катодной защиты многониточных магистральных газопроводов в виде автоматизированного комплекса РК ЭХЗ, первая версия которого была реализована в виде разработанной ООО «Парсек» системе «Пульсар», впервые смонтированной на 6-ти ниточной системе магистральных газопроводов предприятия ООО «Тюментрансгаз».

Разработка настоящего Руководства вызвана расширением зоны пространства и интенсификации локальных коррозионных поражений в процессе старения газопроводов и необходимостью усиления инструментального контроля за эффективностью защиты от коррозии МГ на участках повышенной и высокой коррозионной опасности, а также своевременного предупреждения развития коррозионных поражений путем систематической регистрации:

- коррозионных параметров контролируемых участков МГ;
- параметров электрохимической защиты и их соответствия НТД;
- параметров, характеризующих «старение», ухудшение диэлектрических свойств защитного покрытия.

«Руководство по эксплуатации систем коррозионного мониторинга магистральных газопроводов» определяет требования к организации и проведению работ по выбору вида и состава систем коррозионного мониторинга (КМ), а также выбору участков магистральных газопроводов для оборудования на них стационарных контрольно-диагностических пунктов (КДП).

Руководство предусматривает дистанционное управление режимами УКЗ, приводящее к минимизации затрат на техническое обслуживание средств ЭХЗ, а также снижению времени простоев УКЗ по причине не санкционированных отказов.

Руководство подготовлено под общей редакцией начальника Отдела защиты от коррозии ОАО «Газпром» Тычкина И.А. начальником отдела материалов и защиты от коррозии ООО «ВНИИГАЗ» к.т.н. Петровым Н.А. и сотрудниками лаборатории электрохимической защиты ООО «ВНИИГАЗ» Фатрахмановым Ф.К., Щелкуновым Ю.Н., Хмельницким Б.И., Шамшетдиновой Н.К. совместно с сотрудниками ИФХ РАН д.х.н. Маршаковым А.И., к.х.н. Петруниным М.А., к.х.н. Игнатенко В.Э., специалистами ООО «Парсек» Нестеровым В.А., Львовичем В.А., главным технологом Отдела защиты от коррозии ОАО «Газпром» Долгановым М.Л.

Авторы также благодарят сотрудников лаборатории электрохимической защиты ООО «ВНИИГАЗ» Копьева И.Ю., Улихина А.Н., Игнатьеву Н.С., Пушкарева А.М., Семешкину О.И. и Филатову Н.Н., принимавших непосредственное участие в проведении испытаний и подготовке материалов к изданию.

Настоящее руководство является первым РД, регламентирующим порядок и содержание работ по комплексной оценке коррозионного состояния МГ, позволяющим дифференцировать участки газопровода по степени коррозионной опасности и прогнозировать развитие коррозионных тенденций. Эффективное использование требует определенного времени для накопления и обобщения опыта эксплуатации.

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

Отзывы и замечания просим направлять по адресу: 142717, Московская обл., Ленинский р-н., пос. Развилка, ООО «ВНИИГАЗ». Тел/факс (095) 355-93-88, e-mail: N_Petrov@vniigaz.gazprom.ru

Часть 1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

1 Основные положения

1.1 С позиции науки о коррозии и защите металлов магистральные трубопроводы представляют собой термодинамическую неустойчивую и плохо организованную систему макроскопического масштаба, фрагменты которой эксплуатируются в весьма отличных условиях. Эту гетерогенную коррозионную систему невозможно защитить от коррозии, старения и биоповреждений посредством каких-либо универсальных методов, действенных для всей системы в целом.

1.2 Многолетний опыт эксплуатации газопроводов подтвердил, что специфика коррозии современных магистральных газопроводов требует отказа от традиционных способов защиты и поиска нового подхода к решению задачи прогноза коррозии и выработки комплекса мер борьбы с коррозией, адекватных особенностям и характеру ее проявления.

1.3 В глобальном масштабе в последние десятилетия мировое сообщество убедилось, что коррозионная надежность сложных металлических конструкций и нового технологического оборудования стала определять экологическую безопасность биосферы. Поэтому возникла острая потребность создания специальных систем диагностики и мониторинга, обеспечивающих действенный и научно-обоснованный контроль за развитием коррозионных процессов.

1.4 С позиций термодинамики коррозионный мониторинг представляет собой комплексную систему мер, направленных на снижение вероятности коррозионного разрушения отдельных фрагментов металлических конструкций, объединяющих систему дифференцированного контроля коррозии с элементами защиты.

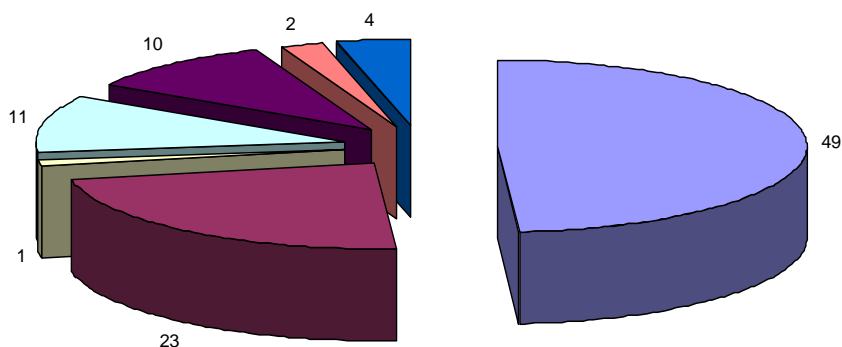
1.5 Применительно к магистральным трубопроводам, обеспеченным электрохимической защитой, коррозионный мониторинг приобретает свойства активного коррозионного мониторинга и представляется в виде автоматизированной системы с обратной связью, оказывающей непрерывное воздействие на процессы коррозии газопровода на участках, доступных для действия электрохимической защиты.

1.6 Таким образом система активного коррозионного мониторинга включает в себя средства электрохимической защиты, сенсорные устройства и датчики для контроля параметров коррозии и защиты, измерительное оборудование, а также систему сбора, обработки и передачи информации.

1.7 Количественно долевое влияние активного КМ на защиту от коррозии объекта в целом определяется распределением отказов и интенсивностью различных видов коррозионных поражений МГ, а качественно оно зависит от бесперебойности работы средств ЭХЗ, глубины и стабиль-

ности катодной поляризации наружной поверхности трубопровода по протяженности газопроводов и во времени.

1.8 На рисунке 1.1 приведено распределение коррозионных повреждений магистральных газопроводов, выявленное по результатам их внутритрубной дефектоскопии.



1%-гофры; 2%-аномалии; 4%-металл; 10%-аномальные швы; 11%-вмятины; 23%-каверны; 49%-общая язвенная коррозия

Рисунок 1.1 Распределение дефектов по результатам ВТД

1.9 Из рисунка 1.1 следует, что 23% от общего числа повреждений стальной стенки трубы составляют коррозионные каверны, а 49% - язвенная коррозия, развивающаяся, как правило, в зонах отслоения изоляции, недоступных (на уровне современных технологий) для действия электрохимической защиты.

1.10 Учитывая, что назначение и основное действие электрохимической защиты распространяется на сквозные повреждения и несплошности в защитном покрытии можно в первом приближении считать, исходя из неполных данных ВТД, что суммарное влияние активного коррозионного мониторинга распространяется более, чем на 20% поврежденной поверхности всех магистральных газопроводов отрасли.

1.11 Актуальность создания отраслевой системы активного КМ усиливается существенным снижением за последние 10-12 лет эксплуатационной надежности систем ЭХЗ в условиях морального и физического износа установок катодной, дренажной и протекторной защиты, широко-масштабного вандализма и хищения средств ЭХЗ, веерных отключений электроэнергии местных линий электроснабжения УКЗ, недостатка средств защиты и приборов контроля.

Указанные причины могут привести к новой волне отказов МГ, аналогичной отказам магистральных газопроводов Среднеазиатского региона в 70-х годах прошлого столетия, развитие которых было приостановлено и существенно заторможено эффективным вводом средств электрохимической защиты и последовательным повышением степени защищенности МГ (рисунок 1.2)

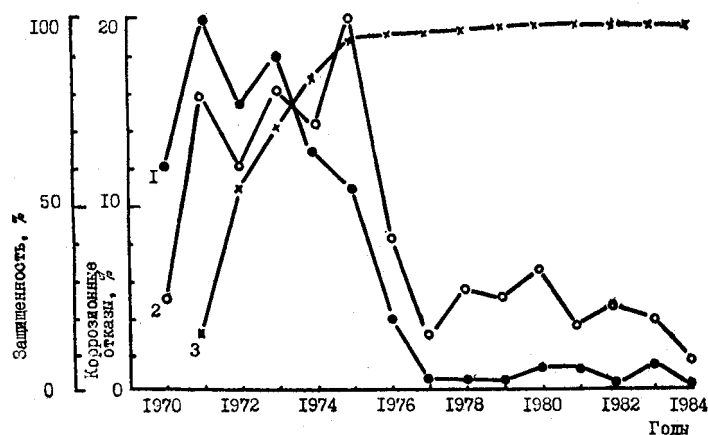


Рисунок 1.2 – Эффективность применения электрохимической защиты газопровода от подземной коррозии:

1 – коррозионные отказы в виде разрывов газопровода; 2 – коррозионные отказы в виде свищей и разрывов (суммарно); 3 – защищенность газопровода

1.12 Статистика коррозионных отказов МГ за последние 10 лет (рисунок 1.3) демонстрирует интенсивный рост разрывов газопроводов по причине их коррозионного растрескивания под напряжением. Этот сравнительно новый вид коррозионных поражений магистральных трубопроводов (зафиксирован впервые в США и Канаде в 70-е годы), практически, не связан с электрохимической защитой газопроводов, за исключением зон открытых дефектов в изоляции, где катодная поляризация затрудняет не только зарождение язвенной коррозии, но и рост трещин КРН (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Основные группы факторов, определяющих зарождение и рост колоний трещин КРН в зонах отслаивания изоляции МГ

КОРРОЗИОННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ (группы факторов влияния)				
<u>Металлургические</u> и технологические факторы, заложенные при изготовлении стального листа и трубы	Химические и физико-химические факторы, определяемые материалом <u>защитного покрытия</u> , его конструкцией и технологией нанесения изоляции	Физико-механические факторы, определяющие напряженно-деформационное состояние трубопровода, связанные с <u>технологией транспортировки труб, монтажа и укладки трубопровода</u> , динамическим воздействием грунта, технологическими режимами эксплуатации и обслуживания трубопровода, включая комплексы ВТД, ремонты, переиспытания и другие механические воздействия, связанные с изменением НДС трубопровода	Коррозионные факторы, связанные со специфическим влиянием на образование и развитие трещин <u>грунта, состава грунтового электролита, режима стальной стенки трубы и особенностей формирования водотоков, пересекающих тело трубы</u>	Факторы, связанные с глубиной влияния на КРН катодной защиты, изменением pH и Eh электролита под защитным покрытием, электропроводностью и катодным отслаиванием изоляции

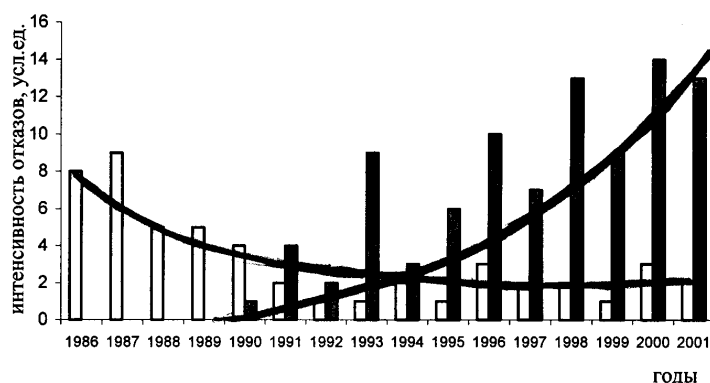


Рисунок 1.3. Динамика коррозионных отказов магистральных газопроводов
 □ - отказы по причине наружной коррозии
 ■ - отказы по причине КРН

1.13 В коррозионных системах, подобных КРН и язвенной коррозии газопроводов под изоляцией, где отсутствует элемент активного воздействия на торможение коррозионных процессов, сфера действия КМ сужается до решения задач выявления участков и их ранжирования по степени склонности к развитию этих видов коррозии, а также к наблюдению (в характерных точках газопровода) за скоростью роста коррозионных дефектов (язв или трещин) на модельных образцах (так называемых индикаторах коррозии), в первом приближении, имитирующих условия протекания коррозионных процессов на трубопроводе.

1.14 Общая концепция создания системы отраслевого коррозионного мониторинга представлена ниже.

АДЕКВАТНОСТЬ	■ математико-статистический анализ
МНОГОУРОВНЕВЫЙ	■ оптимизация параметров контроля
КОНТРОЛЬ И АНАЛИЗ	■ объект (ЛПУ)
	■ региональное управление (Трансгаз)
	■ отрасль (ООО «ВНИИГАЗ»)
ГАРМОНИЗАЦИЯ	■ мониторинг
КОНТРОЛЯ И ПРОГНОЗА	■ техническая диагностика
	■ коррозионный прогноз
РАНЖИРОВАНИЕ	■ приоритеты коррозионной опасности
ОЧЕРЕДНОСТИ ВВОДА	■ приоритеты экономической значимости
	■ требования безопасности и экологии
ОБОСНОВАНИЕ ВИДА	■ без дистанционного контроля
КОНТРОЛЯ И	■ с дистанционным контролем
УПРАВЛЕНИЯ	■ с дистанционным управлением (регу- лированием) параметров защиты

1.15 На рисунке 1.4 дана общая классификация отраслевой системы коррозионного мониторинга по фазам реализации и видам коррозионных поражений магистральных газопроводов.

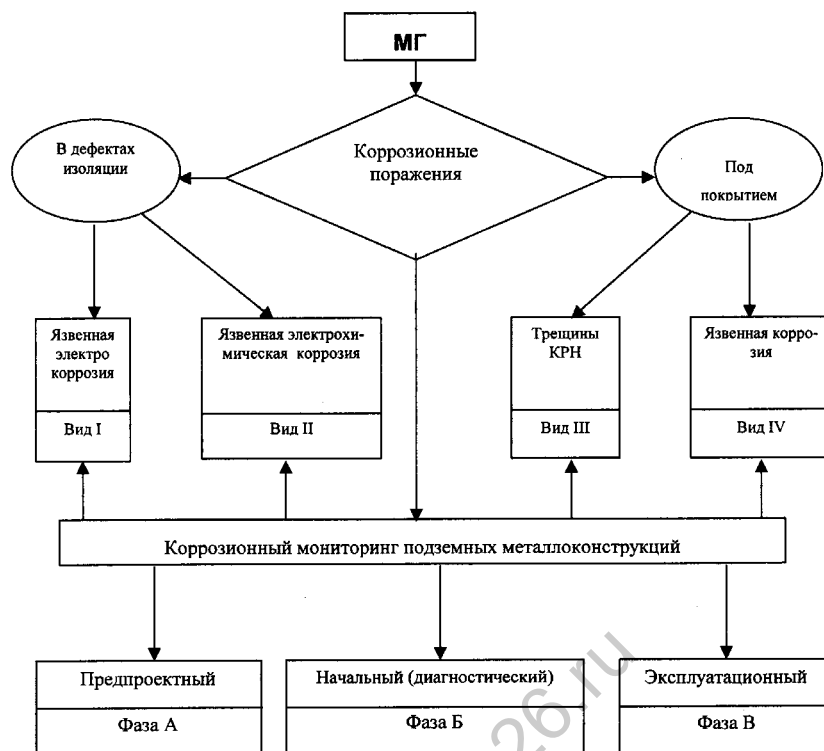


Рисунок 1.4 – Структурная схема классификации коррозионного мониторинга по фазам реализации и видам коррозионных поражений

1.16 На схеме показано, что коррозионный мониторинг подземных металлоконструкций складывается из 3-х фаз – предпроектного (фаза А), который выполняется в процессе проектно-изыскательских работ, начального или диагностического (фаза Б), который выполняется в первый период (как правило, первый год) эксплуатации сооружения и эксплуатационный (фаза В), осуществляемый в процессе всего периода эксплуатации сооружения.

Применительно к магистральным газопроводам КМ дифференцируется по четырем видам основных коррозионных поражений; вид I – локальная язвенная электрокоррозия, которая вызвана в основном блуждающими токами от железных дорог, электрифицированных на постоянном токе; вид II – локальная язвенная электрохимическая, так называемая, почвенная коррозия, локализованная, как правило, в грунтах средней и высокой агрессивности и протекающая, в основном, под действием гальванических коррозионных элементов, образующихся на электрохимически неоднородной поверхности трубопровода; вид III – коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) или стресс-коррозия, развивающаяся в виде колоний продольных трещин, смыкающихся в главную трещину, приводящую к разрыву трубопровода и вид IV – язвенная подпленочная коррозия, развивающаяся в виде обширных язвин при соприкосновении агрессивного электролита со стальной стенкой трубы в зонах не плотного при-

легания изоляции к трубе, либо в зонах отслаивания защитного покрытия от поверхности металла в процессе эксплуатации газопровода.

1.17 В приложении 1 приведены алгоритмы предпроектного, диагностического и эксплуатационного мониторинга для первого вида язвенной электрокоррозии газопроводов в зонах действия блуждающих токов от электрифицированных на постоянном токе железных дорог.

1.18 Основные направления организации единой отраслевой системы КМ приведены на рисунке 1.5.



Рисунок 1.5 – Основные направления создания единой отраслевой системы КМ

1.19 В зависимости от фазы выполнения и поставленной задачи коррозионный мониторинг подразделяется на стационарный (СКМ) и мобильный (МКМ).

1.20 Для выполнения стационарного КМ используются две системы КМ: рассмотренная в разделе II-2, автоматизированная система коррозионного мониторинга (АКМ) и неавтоматизированная система коррозионного мониторинга (НКМ), описанная в разделе II-3.

1.21 Основным диагностическим элементом систем мониторинга являются сенсорные устройства (раздел I-7), позволяющие оценивать динамику процессов коррозии и корректировать прогнозные оценки коррозии, сделанные по результатам внутритрубной дефектоскопии и электрометрических обследований после обязательного контрольного шурфования с инструментальным подтверждением размеров коррозионных дефектов каждого вида.

1.22 При выборе вида индикаторов и датчиков коррозионного мониторинга необходимо учитывать локализацию коррозионных повреждений в открытых дефектах изоляции (дефекты 1 рода) и под покрытием (дефекты 2 рода), а также вида коррозионных поражений – язвы, трещины и т.п. (рисунок 1.4).

1.23 Для оценки опасности наводороживания и предупреждения водородного охрупчивания трубных сталей в системе КМ могут быть использованы индикаторы водорода ДН-1. При этом оценка опасности роста трещин выполняется по предельным концентрациям водорода для трубных сталей 14Г1 САФ и класса X70 и соответствующим им токам индикаторов водорода.

1.24 Для выполнения мобильного (или полустационарного) коррозионного мониторинга используются высокочувствительные индикаторы коррозии, вмонтированные в длинные (до 2-х метров) полимерные трубки-штанги, последовательно, либо параллельно устанавливаемые на контролируемом участке на период от нескольких часов до нескольких суток.

1.25 По Ю.Н. Михайловскому коррозионный мониторинг, коррозионная диагностика и прогнозирование коррозии являются основными компонентами общей теории противокоррозионной надежности трубопроводных систем, каждая из которых решает конкретные практические задачи защиты от коррозии на основе разработанной методологии и приборной базы.

1.26 Коррозионный мониторинг – система мер, направленных на понижение термодинамической вероятности коррозионного разрушения объекта, включая электрохимический потенциал, необходимый для поддержания этой системы в том же или более высоком квазиравновесном состоянии.

1.27 По причинам, имеющим случайный, природный или антропогенный характер, равновесие системы нарушается и она переходит в новое квазиравновесное состояние. Определение степени отклонения системы от первоначального состояния и характера возникших коррозионных изменений в ней является предметом технической диагностики.

1.28 Процесс перехода нарушенного квазиравновесного состояния в новое, протекающий в будущем времени, динамика которого описывается методами технической диагностики и коррозионного мониторинга является предметом технического прогнозирования вероятного поведения системы в будущем.

1.29 Таким образом, можно полагать, что противокоррозионная надежность МГ складывается из показателей коррозии (в условных единицах) определяемых тремя членами:

$$ПН = КМ + КД + ПК \quad (1.1)$$

где: ПН – противокоррозионная надежность трубопроводных систем (Corrosion Managment);

КМ – коррозионный мониторинг;

КД – коррозионная диагностика;

ПК – прогнозирование коррозии.

1.30 По определению (п. 1.5) коррозионный мониторинг в общем виде предполагает наличие не просто пассивного, а действенного контроля коррозии. Это означает, что в составе члена КМ могут находиться как активная (АКМ), так и пассивная составляющая контроля, которая может выражаться для ЭХЗ как НКМ (неавтоматизированная система мониторинга), а для изоляции как РИ (ремонт изоляции) и ЗИ (замена изоляции), т.е. вместо КМ можно записать АКМ (НКМ) + РИ (ЗИ), тогда формула (1.1) примет вид:

$$ПН = АКМ(НКМ) + РИ(ЗИ) + КД + ПК \quad (1.2)$$

для определенного по степени коррозионной опасности участка трубопровода. В общем виде для всего трубопровода имеем:

$$ПН = \Sigma КМ(В) + \Sigma КМ(П) + \Sigma КМ(У) + КД + \Sigma ПК(В) + \Sigma ПК(П) + \Sigma ПК(У) \quad (1.3)$$

где: $\Sigma КМ(В)$ и $\Sigma ПК(В)$ – суммы КМ и ПК для участков высокой коррозионной опасности,

$\Sigma КМ(П)$, $\Sigma КМ(У)$, $\Sigma ПК(В)$, $\Sigma ПК(У)$ – суммы КМ и ПК для участков повышенной и умеренной коррозионной опасности.

1.31 В конечном итоге противокоррозионная надежность трубопроводов обеспечивается не только средствами активной (ЭХЗ) и пассивной (изоляция) защиты, но и своевременным ремонтом коррозионных повреждений труб (РТ) и сварных соединений (РС), т.е. первоначальная формула (1.1) принимает вид:

$$ПН = КД + КМ + РТ + РС + ПК \quad (1.4)$$

а в развернутом виде:

$$ПН = \Sigma [АКМ(НКМ)](В) + \Sigma [АКМ(НКМ)](П) + \Sigma [АКМ(НКМ)](У) + \\ + КД(В+П+У) + \Sigma ПК(В) + \Sigma ПК(П) + \Sigma ПК(У) + \Sigma РТ(В) + \Sigma РТ(П) + \Sigma РС(В+П) \quad (1.5)$$

1.32 Из выражения (1.5) следует, что затраты на поддержание противокоррозионной надежности систем трубопроводов на заданном уровне должны определяться дифференцировано для участков высокой, повышенной и умеренной коррозионной опасности.

1.33 Следует также учитывать, что сумма затрат не является постоянной величиной, поскольку затраты отдельных членов должны быть разнесены во времени. Это позволяет рассчитывать величину сокращения

ущерба от коррозии за счет отдаленности затрат на обеспечение противокоррозионной надежности участков МГ умеренной и незначительной коррозионной опасности.

1.34 В таблице 1.2 представлены основные преимущества и недостатки ВТД и коррозионного мониторинга, которые нельзя не учитывать при анализе коррозионного состояния участков трубопроводов.

Таблица 1.2 – Преимущества и недостатки ВТД и КМ МГ

ВТД	
Преимущества	Недостатки
1. Выявление большинства коррозионных поражений	1. Невозможность выявления мелких дефектов и трещин (до 20%) и пропуск отдельных крупных и средних дефектов
2. Определение их вида (трещины, язвы) и геометрических размеров	2. После пропуска снаряда-дефектоскопа требуется контрольное шурфование для уточнения формы, размера и ориентации дефектов
3. Определение распределения дефектов по длине газопровода	3. Не выявляет влияние сезонного фактора на динамику роста дефектов
4. Определение угловой ориентации дефектов	4. Не дает связи коррозионных дефектов с состоянием изоляции, не позволяет анализировать причины максимальной коррозии в наиболее опасных дефектах (поскольку они вырезаются без выполнения коррозионного анализа)
5. Привязка дефектов к номеру трубы	5. При пропуске активизируется рост отдельных трещин за счет ударных нагрузок на стальную стенку трубы
6. Привязка дефектов к маркерам, установленным на поверхности земли	6. Может быть использована только на 50% МГ
7. Повторные и последующие пропуски снаряда-дефектоскопа позволяют выполнять статистический анализ роста коррозионных повреждений	
КМ	
Преимущества	Недостатки
1. Непрерывно или с любой заданной частотой контролирует скорость коррозии индикаторов, имитирующих коррозию контролируемого фрагмента трубопровода	1. Нет прямой связи между скоростью коррозии индикатора коррозии со скоростями роста групп крупных, средних и мелких дефектов газопровода.
2. Определяет влияние сезонного фактора на скорость коррозии	2. Требуется тестирование (контрольное шурфование) для выявления статистической корреляции между показаниями ин-

	дикаторов коррозии и реальным диапазоном скоростей групп коррозионных дефектов и различных видов коррозии
3. Имеет высокую чувствительность контроля коррозии	3. При расчете скорости коррозии требуется вводить поправку на температуру газопровода
4. Учитывает факторы, влияющие на коррозию со стороны грунта и грунтовых вод	4. Не учитывается фактор микропульсаций стенки трубы
5. Учитывает влияние ЭХЗ	5. Затруднено моделирование факторов металлургической и технологической памяти изготовления труб и степени отслаивания изоляции от поверхности металла
6. Учитывает влияние блуждающих токов	
7. Учитывает работу гальванических коррозионных элементов	
8. Определяет опасность локального водородного охрупчивания газопровода при протекании катодной реакции с водородной деполяризацией	
9. Может контролировать дополнительные параметры, сопутствующие коррозии и выявлять доминирующие факторы для каждого вида коррозии	

1.35 Анализ таблицы 1.2 показывает, что оба метода (ВТД и КМ) требуют выполнения контрольного шурфования для уточнения результатов диагностики и мониторинга. Основное отличие состоит в том, что ВТД в настоящем представляет собой метод хирургического вмешательства, удаления опасных для эксплуатации газопровода дефектов, а КМ направлен на выявление причин коррозии и выбор способов борьбы соразмерных опасности и видам коррозионных поражений.

1.36 Следует учитывать, что шурфование газопровода нарушает сложившееся квазиравновесное состояние коррозионной системы и на некоторый период (до ее стабилизации) нарушает кинетику коррозии трубопровода.

1.37 Возникающие ошибки и методические затруднения контроля уменьшаются в процессе «обучения» индикаторов коррозии по мере накопления статистических данных.

1.38 Более короткий путь к повышению точности контроля коррозии методами ВТД и КМ проходит через опытно-промышленную апробацию новых технологий контроля на специально созданных опытных участках газопроводов, имеющих коррозионные повреждения всех видов.

1.39 Понятие коррозионного мониторинга не исключает решения частных задач, направленных на снижение скорости коррозии МГ. Одной из первоочередных задач КМ является мониторинг систем ЭХЗ МГ.

1.40 В первой и во второй частях настоящего Руководства рассмотрен комплекс методических и организационных вопросов, направленных

на усиление контроля и повышение эффективности систем электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов в дефектах изоляции первого рода с использованием новых технологий стационарного и мобильного коррозионного мониторинга, являющихся составной частью мониторинга систем ЭХЗ.

www.enes26.ru

2 Классификация КМ МГ по видам коррозионных поражений, фазам и технологиям реализации

2.1 На рисунке 1.4 была приведена классификация систем коррозионного мониторинга МГ по фазам реализации и видам коррозионных поражений.

2.2 Из рисунка видно, что для обеспечения эксплуатационной надежности МГ необходимо выполнять меры по защите с учетом коррозионного анализа вида, размеров, интенсивности и характера распределения коррозионных дефектов по поверхности трубопровода; профилактическое предупреждение коррозии необходимо начинать на стадии предпроектного КМ, что позволит сократить коррекцию параметров защиты на стадии диагностического мониторинга в начальный период эксплуатации газопровода.

2.3 В зависимости от фазы реализации могут быть использованы мобильные (полустационарные) и стационарные технологии мониторинга (раздел II-3).

2.4 Алгоритмы реализации предпроектного, диагностического и эксплуатационного мониторинга электрокоррозии МГ приведены в Приложении 1.

2.5 Для двух видов коррозионных поражений МГ – электрокоррозии блуждающими токами, электрохимической коррозии под действием гальванических коррозионных элементов в дефектах изоляции первого рода, а также для предупреждения катодного наводороживания стальной стенки трубы - могут быть использованы системы активного коррозионного мониторинга, которые реализуются двумя способами: по технологии автоматизированного (разделы I-9 и II-1) и неавтоматизированного мониторинга (раздел II-3).

3 Цели, решаемые задачи и конечный результат внедрения КМ МГ

3.1 Главная цель КМ МГ в обобщенном виде может быть сформулирована как предупреждение зарождения и ограничение развития различного рода коррозионных повреждений при проектировании, строительстве (ремонте) и в процессе длительной (свыше 50 лет) эксплуатации магистральных газопроводов.

3.2 Применительно к системам электрохимической защиты газопроводов внедрение эксплуатационного коррозионного мониторинга преследует цели:

- 1) контроля остаточной скорости коррозии катодно-защищенных газопроводов и своевременное предупреждение об активизации коррозионных процессов;
- 2) оценки эффективности работы систем ЭХЗ во времени;
- 3) оценки эффективности работы систем ЭХЗ по протяженности в местах вызывающих сомнение;
- 4) коррекции режимов катодной защиты по параметру скорости коррозии;
- 5) получения исходных данных для уточнения прогноза опасности коррозии на участках ВКО и ПКО.

3.3 Реализация автоматизированных систем стационарного мониторинга, например, типа «Пульсар», позволяет решать следующие практические задачи:

- 1) непрерывно контролировать коррозию в коррозионно-опасных зонах ;
- 2) контролировать параметры электрохимической защиты, оперативно корректировать их в соответствии со стандартами и нормами;
- 3) выдавать аварийную сигнализацию при отказах в работе средств и элементов защиты, систем электроснабжения УКЗ и т.п.;
- 4) контролировать изменение интегральных параметров защитного покрытия и параметров ЭХЗ;
- 5) дистанционно регулировать режимы УКЗ и, используя системы резервирования, вводить новые мощности при критических изменениях параметров защиты в результате внезапных отказов или отключений средств защиты;
- 6) выполнять анализ коррозионного состояния газопроводов и выявлять тенденции их коррозии на региональном и отраслевом уровнях;
- 7) осуществлять прогноз и системное управление процессами коррозии, повышать эффективность активной защиты от коррозии объектов ОАО «Газпром».

3.4 Конечная цель и основной результат внедрения систем коррозионного мониторинга в масштабе отрасли - комплексное формирование банка данных коррозионного состояния газопроводов, подверженных внешней коррозии, позволяющее оценивать вероятность и степень опасности коррозии МГ, а также прогнозировать динамику развития коррозионных процессов на катодно защищенных газопроводах в масштабе реального времени.

3.5 Банк данных для оценки коррозионного состояния МГ формируется на основе совокупного анализа следующих данных:

- сведений о коррозионных отказах (разрывы и свищи) трубопроводов;
- данных коррозионного мониторинга;
- результатов внутритрубной дефектоскопии;
- результатов инструментального определения размеров коррозионных повреждений газопроводов (каверн или трещин) в контрольных шурфах, отрытых по данным внутритрубной дефектоскопии, электрометрических (комплексных) обследований и коррозионного мониторинга трубопроводов.

www.enes26.ru

4 Основные критерии и принципы ввода КМ в процессе эксплуатации МГ

4.1 Общим критерием необходимости ввода КМ МГ является наличие коррозионных повреждений газопроводов, выявленных в процессе эксплуатации по результатам коррозионной диагностики. Если в течение 5-10 лет (в зависимости от коррозионных условий эксплуатации) не выявлены коррозионные повреждения, то выполняется внутритрубная, либо полевая коррозионная диагностика трубопровода в следующей последовательности:

- выявление мест сквозных повреждений в защитном покрытии и измерение защитных (поляризационных) потенциалов газопровода в этих местах;
- оценка защищенности этих участков по протяженности и во времени;
- коррозионная диагностика участков мобильными индикаторами коррозии ВИК-1 в зонах не полной защищенности по протяженности и во времени;
- инструментальное подтверждение наличия локальной коррозии стальной стенки трубопровода в шурфах на участках максимальной скорости коррозии, определяемой по данным ВИК-1.

4.2 Если вышеуказанные методы не выявили коррозионных повреждений, а на соседних газопроводах, эксплуатирующихся в аналогичных условиях, обнаружена подпленочная коррозия или КРН, то проводится ВТД или коррозионная диагностика этих участков по специальной методике.

4.3 Потенциально-опасные участки КРН выявляются в соответствии с ВРД 39-1.10-023-2001, а также полевыми методами при помощи многофункциональных зондов, разработанных ИФХ РАН.

4.4 Допускается оценка склонности участков газопровода к коррозионному растрескиванию методом отбора проб грунтов вдоль трассы газопровода с последующим анализом в лабораторных условиях и/или тестированием на испытательных стендах.

4.5 Если трещины КРН указанными методами не обнаружены, то проводится обследование участка газопровода на предмет выявления подпленочной коррозии.

4.6 Одним из основных факторов подпленочной коррозии является переменное смачивание, как правило, нижней части трубопровода, почвенным электролитом. Поэтому основным способом косвенного выявления подпленочной коррозии является мониторинг уровня грунтовых вод в течение года с электрохимическим анализом электролита в зонах отслаивания изоляции.

4.7 Дополнительным критерием оценки возможности развития подпленочной коррозии является удельное электрическое сопротивление

грунта, измеряемое на глубине предполагаемого уровня грунтовых вод в период их максимального подъема.

4.8 На выявленных по этим трем критериям участках проводится шурфование и инструментальное обследование коррозионных повреждений на поверхности газопроводов.

4.9 При любом способе, по результатам определения скорости коррозии выявляются участки высокой и повышенной коррозионной опасности, которые, наряду с учетом требований надежности транспорта газа, экологической и промышленной безопасности, и определяют необходимость и очередность организации КМ на отдельных участках МГ.

4.10 Обязательный критерий – организация контрольно-диагностических пунктов КМ на аварийных участках газопроводов в местах их разрывов и образования свищей по причине коррозии.

www.enes26.ru

5 Основные объекты, подлежащие мониторингу

5.1 К основным объектам, подлежащим коррозионному мониторингу относятся:

- 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;
- участки МГ в зонах действия интенсивных блуждающих токов;
- участки нестабильного или некачественного электроснабжения УКЗ;
- незащищенные или недостаточно защищенные участки МГ, где в течение длительного времени (более 3-х месяцев) не было ЭХЗ, либо не выдерживались требования ГОСТ Р 51164-98 по времени простоя УКЗ и по величине минимального защитного потенциала в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 20 Ом.м;
- зоны переходов через автомобильные и железные дороги;
- зоны сближения (до 100 м), либо пересечения газопроводов диаметром свыше 1020 мм с другими трубопроводами, высоковольтными линиями электропередач (свыше 150 кВ) и другими объектами общегосударственного значения, определяемые эксплуатирующей организацией в соответствии с НД.

6 Основные контролируемые параметры КМ ЭХЗ МГ

6.1 Основными контролируемыми параметрами при выполнении мониторинга систем электрохимической защиты магистральных газопроводов являются:

- поляризационный потенциал;
- активное сопротивление индикатора коррозии;
- выходное напряжение преобразователей УКЗ;
- выходной ток преобразователей;
- ток катодной защиты по каждой нитке газопровода;
- температура.

www.enes26.ru

7 Контрольно-диагностический пункт

7.1 Контрольно-диагностический пункт является основным элементом стационарных автоматизированных и неавтоматизированных систем коррозионного мониторинга.

7.2 В общем виде типы датчиков и их расположение по окружности трубы определяются видом и характером коррозионного поражения трубопроводов.

7.3 Для коррозионного мониторинга систем электрохимической защиты, как правило, рекомендуется контрольно-диагностический пункт, состоящий из трех групп датчиков (рисунок 7.1). Датчики каждой группы располагаются с максимальным приближением к зонам коррозионных повреждений стальной стенки трубы (фактическим или ожидаемым), либо на 12, 6, 3 и 9 часов по угловой ориентации окружности трубы.

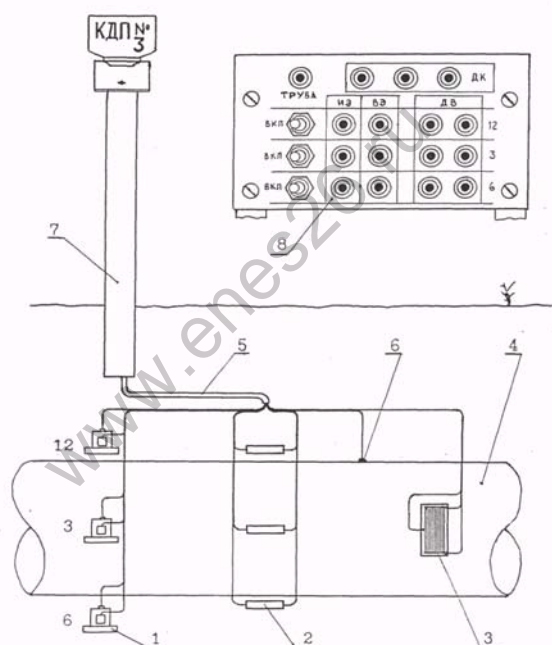


Рисунок 7.1. Обустройство контрольно-диагностического пункта

1 – датчики поляризационного потенциала, 2 – индикаторы наводороживания, 3 – индикатор коррозии, 4 – труба, 5 – контрольный кабель, 6 – место приварки контрольного вывода к трубе, 7 – измерительная колонка, 8 – электромонтажный щиток, здесь: ИЭ – измерительный электрод, ВЭ – вспомогательный электрод, ДВ – индикатор наводороживания, ДК – индикатор коррозии, цифры 3, 6, 12 – места установки датчиков и индикаторов по окружности трубы

7.4 Контрольные выводы от каждого датчика (или индикатора) соединяются при помощи контрольного многожильного провода (или кабеля) с клеммами, установленными на электромонтажной панели контрольно-измерительной колонки.

7.5 К первой группе датчиков относятся стационарные модули для измерения поляризационного потенциала (ДПП), которые состоят из стального датчика-вспомогательного электрода (ВЭ) с рабочей площадью, имитирующей размер открытого дефекта в изоляции газопровода и уст-

ройства для непосредственного измерения поляризационного потенциала при помощи электролитического моста (по принципу капилляра Пионтелли).

7.6 Вспомогательный электрод соединен с трубопроводом и характеризует величину потенциала в сквозном дефекте изоляции трубопровода и его изменение во времени. Для измерения поляризационного потенциала используются два метода: метод электролитического ключа и метод "потенциала отключения" датчика-электрода от катодно-защищенного трубопровода.

7.7 Для измерений потенциала могут быть использованы полевые приборы с входным сопротивлением не менее 10...100 МОм, в зависимости от удельного электросопротивления грунта.

7.8 Датчики поляризационного потенциала позволяют с достаточной для практики точностью определять величину поляризационного потенциала трубопровода в открытых дефектах изоляции, расположенных в зонах коррозионных повреждений газопровода (снизу, сбоку или сверху трубы), что позволяет контролировать опасность локальной и общей коррозии и вероятность локальной перезащиты стальной стенки трубы.

7.9 Включение этих датчиков в систему коррозионного мониторинга с регулярной передачей информации на аварийных участках газопроводов обязательно.

7.10 Для выбора мест установки КДП предусматривается предварительное тестирование и измерение поляризационного потенциала по зонд-модульной технологии, разработанной ВНИИГАЗом.

7.11 Ко второй группе датчиков относятся индикаторы коррозии. Разработанные ИФХ РАН и ВНИИГАЗом индикаторы коррозии ДК-1П и ДК-1Ц предназначены для систематического контроля скорости коррозии подземного трубопровода в различных грунтах, в открытых макродефектах изоляции, в том числе в «горячих» точках на анодных участках газопровода, а также для оценки эффективности электрохимической защиты по скорости остаточной коррозии на характерных участках газопровода, вызывающих сомнение.

7.12 К третьей группе датчиков относятся датчики температуры. При использовании индикаторов коррозии цилиндрического типа ДК1ц датчики температуры встраиваются в корпус индикатора коррозии и поставляются вместе с ним.

7.13 Особое место в составе КДП занимают индикаторы наводороживания стальной стенки трубы.

7.14 Установку индикаторов водорода нецелесообразно выполнять в зонах дренажа УКЗ в высокоомных и слабоувлажненных грунтах при токах УКЗ менее 20 А и величинах поляризационного потенциала, не превышающих нормированные ГОСТ Р 51164-98 потенциалы перенапряжения водорода.

7.15 Избирательное применение индикаторов водорода допускается после тестирования газопровода выполненного по специальной методике.

В сочетании с автоматическими преобразователями катодной защиты, работающими в потенциостатическом режиме, индикаторы водорода позволяют оценивать опасность и предупреждать водородное охрупчивание стальной стенки трубы на участках с высокой концентрацией в электролитах промоторов водорода.

www.enes26.ru

8 Концепция коррозионного мониторинга систем электрохимической защиты многониточных газопроводов на базе автоматизированного комплекса РК ЭХЗ

8.1 Сложные природно-климатические условия работы отказы средств электрохимической защиты предъявляют повышенные требования к обеспечению эксплуатационной надежности систем катодной защиты.

8.2 Выбор технических решений для повышения эксплуатационной надежности установок катодной защиты должны выполняться с учетом воздействия на них комплекса факторов, таких как:

- атмосферно-климатические перенапряжения;
- перерывы в работе и колебания напряжения питания УКЗ;
- нагрузка до 60-80 А на участках «плохой» изоляции;
- колебания нагрузки из-за сезонных и антропогенных влияний;
- взаимодействие сопряженных УКЗ сложных узлах и на многониточных газопроводах;
- широкий температурный диапазон от –50 до +55 градусов;
- наведение блуждающих токов;
- несанкционированные воздействия в густо населенных районах;
- временной фактор (увеличение плотности защитного тока при длительной эксплуатации газопровода).

8.3 При эксплуатации МГ в северных районах (например, в условиях полуострова Ямал) надземные устройства и подземные элементы установок катодной защиты подвергаются воздействию еще экстремальных природно-климатических факторов.

8.4 В таблице 8.1 приведены основные факторы и рассмотрено их влияние на средства электрохимической защиты.

Таблица 8.1 – Природно-климатические условия и их влияние на работу систем электрохимической защиты северных газопроводов

Условия воздействия	Влияние на средства и элементы ЭХЗ
АТМОСФЕРА	
1. Низкие отрицательные температуры 2. Шквальные ветры 3. Снежные заносы 4. Обледенения 5. Туманы 6. Полярные ночи	1. Затруднение (невозможность) периодического контроля и обслуживания наземных средств 2. Затруднение (невозможность) выполнения ремонтных работ УКЗ и ВЛ

ЗЕМЛЯ	
1. Сильная обводненность грунтов 2. Криопеги 3. Заболоченные участки 4. Высокая мерзлотность и сильное промерзание грунтов 5. Пучинистость грунтов 6. Линзовая засоленность и высокая агрессивность грунтов 7. Влияние теллурических токов	1. Низкая эксплуатационная надежность наземной аппаратуры и ВЛ 10 кВ 2. Неэффективность работы или невозможность использования традиционных элементов ЭХЗ

8.5 Низкое качество защитных покрытий газопроводов с пленочной изоляцией трассового нанесения в сочетании с агрессивным воздействием грунта и минерализованного почвенного электролита создают дополнительную нагрузку на катодную защиту многониточных газопроводов.

8.6 Наблюдается неравномерное распределение токов и потенциалов катодной защиты, в результате которого на газопроводах создаются значительные по протяженности зоны с недостаточным уровнем катодной защиты (рисунок 8.1).

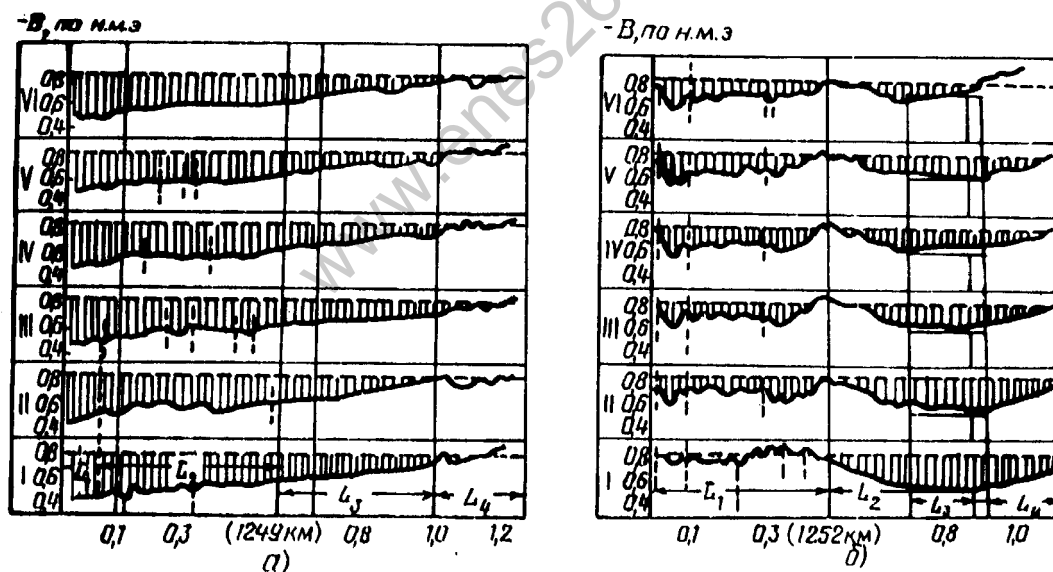


Рисунок 8.1. Незащищенные участки многониточного газопровода
а – участок 1248,5-1249,7 км, б – участок 1251,6-1252,7 км
I-IV – нитки газопровода

8.7 Чтобы исключить недозащиту в точках дренажа установок катодной защиты устанавливаются высокоотрицательные, а иногда критические величины защитных потенциалов (рисунок 8.2).

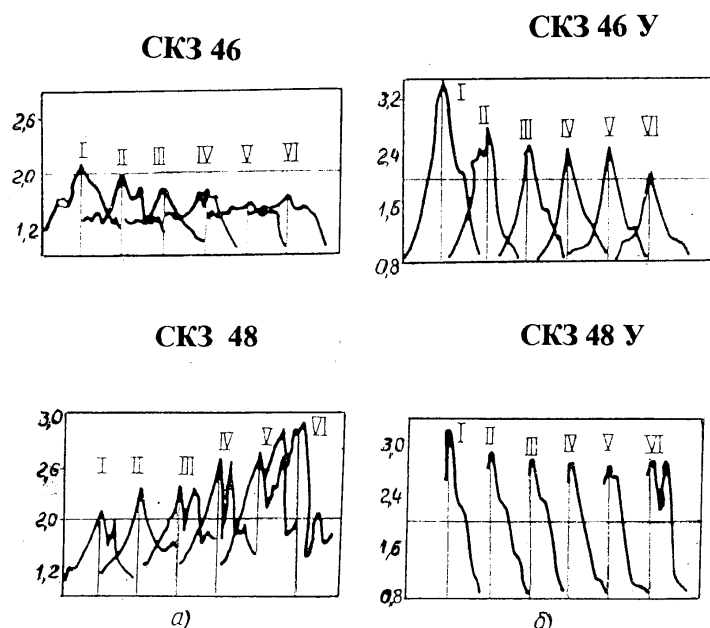


Рисунок 8.2. Потенциальные диаграммы многониточного газопровода (I-IV – нитки газопровода)

8.9 В этих сложных и противоречивых по требованиям к защите условиях эксплуатации для радикального повышения эксплуатационной надежности систем ЭХЗ была разработана **концепция** активной электрохимической защиты, которая включала в себя шесть принципов:

- комплексный подход к системе электрохимзащиты;
- детальная углубленная диагностика защищенности газопроводов по протяженности и во времени;
- 100-процентное резервирование по всем элементам защиты в цепях электроснабжения, преобразования и нагрузки;
- мониторинг параметров коррозии степени наводороживания и уровня защищенности в отдельных точках газопровода (HOT-POINT CONTROL);
- дистанционный контроль и телерегулирование параметров защиты;
- трехуровневый анализ и системное управление процессами коррозии и защиты магистральных газопроводов.

8.9 Для практической реализации концепции были разработаны технические решения полностью автоматизированного радиокосмического комплекса электрохимической защиты РК ЭХЗ со 100% резервированием, коррозионным мониторингом, дистанционным контролем и резервированием параметров защиты для коррозионно-опасных участков многониточных магистральных газопроводов. Функционирование комплекса РК ЭХЗ понятно из рассмотрения структурной схемы, представленной на рисунке 8.3.

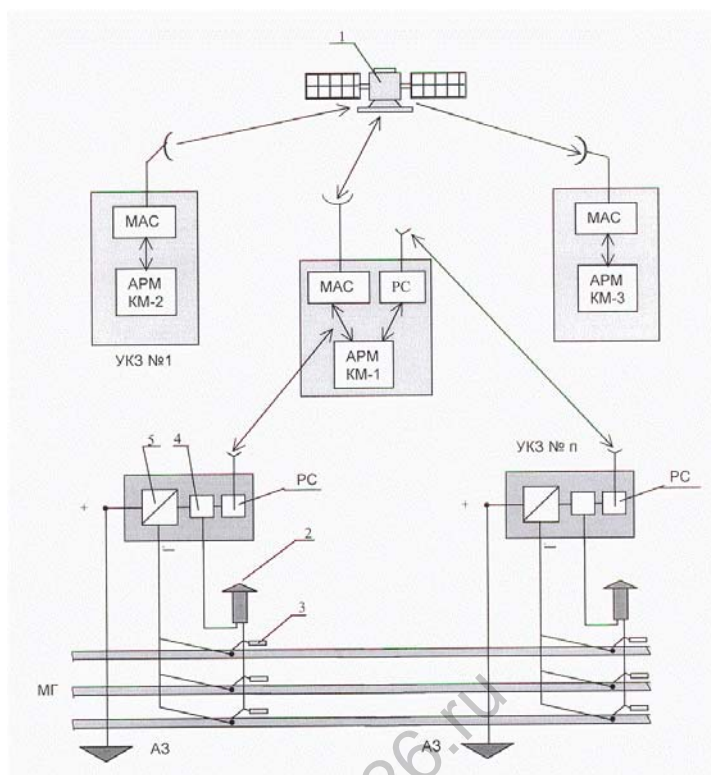


Рисунок 8.3. Структурная схема автоматизированной системы коррозионного мониторинга многониточного трубопровода с использованием космического канала связи

МГ – магистральный газопровод, УКЗ – установка катодной защиты, АЗ – анодное заземление, АРМ КМ 1, 2 и 3 – автоматизированное рабочее место объектов коррозионного мониторинга 1-го (пост КМ), 2-го (региональный пункт КМ) и 3-го (отраслевой центр КМ) уровней, МАС – малая станция космической связи, РС – УКВ приемно-передающая радиостанция; 1 – геостационарный спутник, 2 – контрольно-диагностический пункт, 3 – датчики на трубе, 4 – программируемый блок регулирования параметров КМ, 5 – преобразователь катодной защиты.

9 Технологические системы комплекса РК ЭХЗ

9.1 Согласно разработанной концепции активной электрохимической защиты было предложено пять технологических систем, обеспечивающих защиту и коррозионный мониторинг многониточных газопроводов на участках повышенной коррозионной опасности.

9.2 Первая система ЭХЗ-Р осуществляет катодную защиту сетевыми преобразователями со стопроцентным функциональным резервированием электропитания, преобразования и цепей нагрузки (рисунок 9.1).

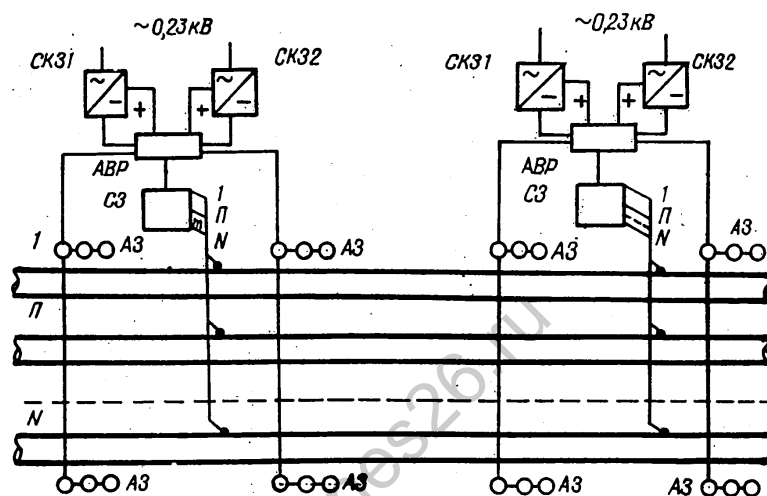


Рисунок 9.1. Система ЭХЗ Р катодной защиты с резервированием многониточных газопроводов

СКЗ – станция катодной защиты, АВР – блок автоматического ввода резерва, СЗ – блок совместной защиты, АЗ – анодные заземления

9.3 Она состоит из сдвоенных преобразователей катодной защиты, запитанных от вдольтрассовой линии электроснабжения. Один из преобразователей (основной) непрерывно работает на нагрузку, а другой находится в резерве. При отказе первого преобразователя или при повреждении фазы электроснабжения посредством блока автоматического ввода резерва (АВР) включается в работу второй резервный преобразователь на время, необходимое для устранения неисправности первого.

9.4 Допускается попеременная работа обоих преобразователей в качестве основного и резервного. Вид резерва «холодный» или «горячий» определяется схемой АВР.

9.5 При защите многониточных газопроводов система ЭХЗ-Р предусматривает симметричное двухстороннее распределение полей анодных заземлений (АЗ) и регулирование токов при настройке защитных (поляризационных) потенциалов трубопроводов посредством блоков совместной защиты (СЗ).

9.6 В установках катодной защиты используются два типа преобразователей: автоматические, применяемые в зонах блуждающих токов и на

участках потенциально-опасного выделения водорода (например, В-ОПЕ-М1 и В-ОПЕ-ТМ производства ОАО "Концерн Энергомера" завода «Сигнал» и "Парсек ИПЕ-1,2 производства ГУП "Парсек") и неавтоматизированные, применяемые в зонах отсутствия блуждающих токов - типа ПДЕ (с естественным) или ПДМ (с масляным) охлаждением.

9.7 В качестве анодных заземлений применяют глубинные или поверхностные, включая протяженные кабельного типа, анодные заземления в зависимости от геоэлектрического разреза грунта, определяемого по данным вертикального электрического зондирования.

9.8 Подсистема ЭХЗ-3М (рисунок 9.2) многониточных газопроводов обеспечивает катодную защиту мачтовыми УКЗ малой мощности в зонах "провала" защитного поляризационного потенциала. Подсистема содержит неавтоматические и автоматические преобразователи малой мощности типа Марс или "Парсек ИПЕ-0,6", смонтированные на опорах ВЛ 10 кВ, имеющих площадку для технического осмотра преобразователей и телескопическую лестницу, защищенную от несанкционированных действий. Локальные группы анодных заземлителей рассредоточены по ниткам газопроводов и установлены между ними.

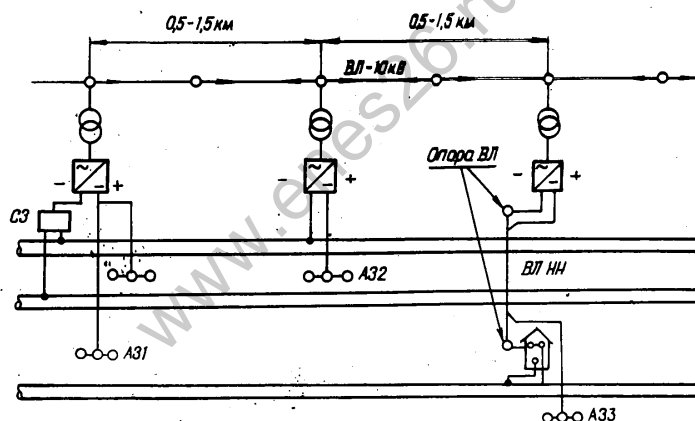


Рисунок 9.2. Подсистема ЭХЗ-3М многониточных газопроводов

9.9 Настройка подсистемы ЭХЗ-3М осуществляется по технологии опытной катодной станции, что позволяет добиться оптимального выравнивания защитных поляризационных потенциалов. Заданный уровень защищенности достигают изменением количества электродов в каждой группе анодных заземлителей, изменением расстояния между электродами и изменением расстояния между электродами и соседними нитками газопроводов.

9.10 Применение в блоках совместной защиты диодов препятствует протеканию коррозионных токов между нитками газопроводов при отказах в работе отдельных преобразователей катодной защиты.

9.11 Подсистема ЭХЗ-ВА аналогична подсистеме ЭХЗ-3М и отличается тем, что по протяженности газопроводов рассредоточивают не катодные станции малой мощности, а анодные заземлители, запитанные от преобразователей мощностью 1,2...5 кВ (рисунок 9.3). При этом анодные ли-

нии постоянного тока подвешивают на опорах вдольтрассовой линии ВЛ 6 или 10 кВ и подключают к анодным заземлениям через универсальные колонки типа УК-1.

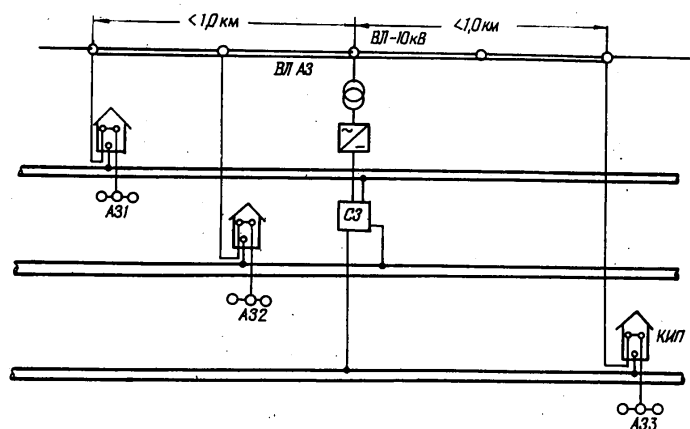


Рисунок 9.3. Подсистема ЭХЗ-ВА многониточных газопроводов

9.12 Вторая система ЭХЗ-Р ВЛ - дублированная 4-проводная (или 6-проводная) секционированная система электроснабжения на базе вдольтрассовой высоковольтной линии ВЛ 6 (10) кВ с резервированием источников электроснабжения от ГТУ или ЭГПА.

9.13 Система ЭХЗ-Р ВЛ предназначена для электроснабжения станций катодной защиты газопроводов по категории не ниже второй. Система ЭХЗ-Р ВЛ согласуется с работой системы ЭХЗ-Р.

9.14 Структурная схема системы ЭХЗ-Р ВЛ 4 состоит из линии электропередач напряжением 6 или 10 кВ, запитанной с двух сторон от четырех независимых источников электроснабжения (высоковольтных трансформаторов Т1 и Т2), расположенных на подстанциях КС1 и КС2 (рисунок 9.4).

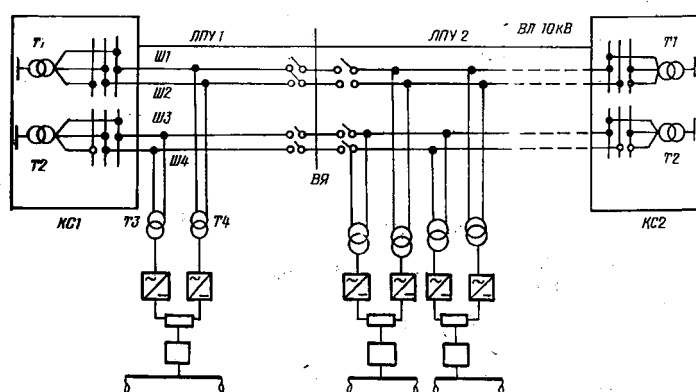


Рисунок 9.4. Система ЭХЗ-Р ВЛ4 электроснабжения станций катодной защиты с резервированием и питанием от ГТУ

Т1, Т2 – трансформатор 110/10 кВ; Т3, Т4 – трансформатор 10 кВ; Ш1-Ш4 – шины фидера ЭХЗ; ВЯ – высоковольтная ячейка

9.15 Каждая пара фаз электролинии запитывает один из двух высоковольтных трансформаторов 10/0.23 кВ, установленных в точках дренажа катодных станций. Система ЭХЗ-Р ВЛ предусматривает секционирование электроснабжения на случай завала опор с оборудованием высоковольтных ячеек (ВЯ), например, КРН-10 с выключателями нагрузки.

9.16 Система обеспечивает бесперебойное электроснабжение станций катодной защиты при коротких замыканиях, обрывах и замыканиях на землю любой из фаз вдольтрассовой высоковольтной линии. Наиболее эффективно применение системы ЭХЗ-Р ВЛ при нормальном распределении отказов элементов ВЛ 6 (10) кВ.

9.17 Для повышения эксплуатационной надежности систем электроснабжения ЭХЗ-Р ВЛ рекомендуется:

- установить системы для плавки гололеда с короткозамыкателями типа К-112;
- установить на ТП компрессорных станций стационарные фиксирующие приборы для определения места повреждения на линиях типа ФИП и других;
- запроектировать и обустроить высоковольтную линию 10 кВ в габаритах ВЛ 35 кВ;
- выполнять переходы через автодороги, пересечения с другими линиями воздушным способом. При невозможности пересечения воздушным способом выполнять вставки двумя параллельными кабелями.

9.18 Третья система ЭХЗ-Корр предназначена непосредственно для коррозионного мониторинга магистральных газопроводов и обеспечивает периодическую регистрацию параметров коррозии и защиты на отдельных участках газопроводов.

9.19 Измерения этих параметров выполняются в контрольно-диагностических пунктах (КДП), установленных на трубопроводной трассе в характерных точках контролируемого трубопровода.

9.20 В общем виде система состоит из трех групп датчиков, смонтированных по окружности трубопровода соответственно в точках 12 (сверху), 3 (сбоку по ходу газа) и 6 (снизу) трубы и выведенных при помощи контрольного кабеля (КК) на электромонтажную панель (ЭП) контрольно-диагностического пункта (см. раздел I-7).

9.21 На рисунке 9.5 показан общий вид индикатора водорода ДН-1 (а), индикатора коррозии цилиндрического типа ДК-1ц с датчиком температуры (б) и датчика поляризационного потенциала Ионит-1 (в), разработанных ИФХ РАН и ВНИИГАЗом.



Рисунок 9.5. Общий вид индикаторов коррозионного мониторинга

9.22 Четвертая система ЭХЗ-К дистанционного контроля и регулирования параметров газопровода предназначена для измерения, преобразования, обработки, приема и передачи информации о коррозионных параметрах магистральных газопроводов с выходом на персональный компьютер службы защиты от коррозии или диспетчера ЛПУ МГ.

9.23 Блоки системы ЭХЗ-К монтируются на контролируемых установках катодной защиты, а также в отдельных особо опасных точках газопровода. Информация, собираемая с индикаторов в КДП передается по проводам в контролируемые пункты газопровода, которые оборудуются блоками измерения и обработки информации, блоками логики и памяти, блоками приема и передачи информации.

9.24 На компрессорной станции ЛПУ МГ размещают модем с выходом на персональный компьютер, выделенный для организации рабочего места АРМ-СКМ МГ, и станцию космической связи (СКС). В функции АРМ-СКМ МГ входит нормирование показаний датчиков, выделение предельных значений, упаковка их в информационный кадр, хранение и отображение на печать текущей информации, управление регламентом работы СКС. Алгоритм компьютерной обработки данных КМ прилагается (Приложение П2).

9.25 Дистанционный контроль и управление режимами работы УКЗ осуществляется с учетом влияния на коррозионное поражение газопровода комплекса факторов: уровня поляризационного потенциала, тока диффу-

зии водорода, активного сопротивления индикатора коррозии, тока катодной защиты по каждой нитке газопровода отдельно.

9.26 Пятая система ЭХЗ-С космической связи. Она использовалась при опытно-промышленной апробации комплекса РК ЭХЗ на аварийном участке многониточного газопровода предприятия «Тюментрансгаз». Предназначена для сбора и передачи телеметрической, предварительно обработанной информации с особо коррозионно-опасных и ответственных участков магистральных газопроводов через ДП ЛПУ в региональные и отраслевой центры.

9.27 Структурно система СКС состоит из спутника - ретранслятора, центральной земной станции (ЦЗС) и малых абонентских станций (МАС).

9.28 Принятая базовым диспетчерским пунктом ЛПУ МГ и в определенной последовательности оцифрованная информация после экспресс - обработки, выборки и кодировки через станцию спутниковой связи, находящейся на геостационарной орбите, поступает в региональное транспортное предприятие (Трансгаз), а обработанная по заданной программе информация - в отраслевой центр (ВНИИГАЗ ОАО "Газпром").

9.29 Анализ информации, получаемой с аварийных участков газопроводов, выполнялся экспертами ВНИИГАЗа.

9.30 Ручное дистанционное управление параметрами катодной защиты на аварийных участках газопроводов выполняется исключительно диспетчером ЛПУ МГ по кодированной системе ввода информации, защищенной от несанкционированных действий.

Часть 2. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ОСНОВЫ ОТРАСЛЕВОЙ СИСТЕМЫ КМ МГ

1 Основные требования к отраслевой системе КМ МГ

1.1 Для решения рассмотренных в первой части Руководства задач отраслевая система коррозионного мониторинга должна удовлетворить следующим требованиям:

- надежность и стабильность регистрации данных;
- достоверность полученной информации;
- наличие информационной структуры, позволяющей осуществлять беспрепятственное получение, сбор, обработку, анализ и передачу информации;
- автономность работы подсистем получения, сбора, обработки и хранения информации в условиях отсутствия сетевого электроснабжения;
- надежность дистанционного управления режимами средств ЭХЗ.

1.2 Организационно системы стационарного автоматизированного и неавтоматизированного коррозионного мониторинга должны формироваться в соответствии с тремя уровнями: отраслевым, территориальным (региональным) и локальным (объектным).

1.3 Отраслевая система должна выполнять функции мониторинга коррозии, определенные для каждого уровня в соответствии с таблицей 1.1.

Таблица 1.1 – Основные функции КМ МГ, регламентированные по объектам 1, 2 и 3-го уровней мониторинга

Объект 1 уровня (пост КМ)	Объект 2 уровня (пункт сбора и анализа информации)	Объект 3 уровня (отраслевой аналитический центр)
Оперативная ликвидация отказов и сбоев в работе сети КМ первого уровня. Регистрация параметров КМ. Анализ и оценка коррозионной ситуации по программе КМ объекта первого уровня.	Анализ коррозионного состояния газопроводов, деградации защитного покрытия, эффективности систем электрохимической защиты. Коррозионный прогноз и разработка мероприятий по ремонту, повышению надежности и эффективности работы систем защиты объектов второго уровня КМ.	Системный анализ, выявление доминирующих факторов и прогноз коррозии магистральных газопроводов. Интегральная оценка состояния защитных покрытий и прогноз изменения диэлектрических свойств изоляции различных типов в различных регионах эксплуатации. Анализ потоков и выявление причин отказов в работе систем электрохимической защиты. Уточнение технических требований по совершенствованию элементов и систем комплексной защиты газопроводов. Оптимизация систем защиты, уточнение программ реконструкции и ремонта газопроводных систем отрасли.

1.4 Системы мониторинга электрохимической защиты МГ должны быть дифференцированы по видам коррозии: электрокоррозия блуждающими токами от ЭЖД; электрохимическая коррозия гальваническими коррозионными элементами; электрокоррозия в зонах вредного влияния соседних сооружений и т.п.

1.5 Они должны проектироваться с учетом степени коррозионной опасности, значимости объектов, требований промышленной безопасности МГ и технико-экономических показателей транспорта газа.

1.6 Формирование отраслевой системы КМ МГ должно выполняться последовательно в несколько этапов.

1.7 Первым этапом реализации программы КМ МГ является решение двух задач:

- реконструкция и техперевооружение существующих систем электрохимической защиты от коррозии на базе автоматизированных систем коррозионного мониторинга (АКМ) на коррозионно-опасных участках многониточных систем газопроводов общегосударственного значения;
- проектирование стационарных неавтоматизированных систем коррозионного мониторинга (НКМ) газопроводов на участках высокой и повышенной коррозионной опасности в зонах повышенного риска эксплуатации газопроводов.

2 Организация отраслевой системы мониторинга электрохимической защиты на основе автоматизированной аппаратуры «Пульсар»

2.1 В соответствии со структурой и с функциями системы автоматизированного КМ анализ результатов коррозионного мониторинга выполняется на трех уровнях:

- 1) Пункт сбора информации сети КМ на уровне объекта (ЛПУ).
- 2) Пункт сбора и анализа информации на региональном уровне (Трансгаз).
- 3) Центр сбора и анализа информации на отраслевом уровне (ВНИИГАЗ).

2.2 Структурная схема организации отраслевой системы КМ МГ на базе аппаратуры «Пульсар» показана на рисунке 2.1.

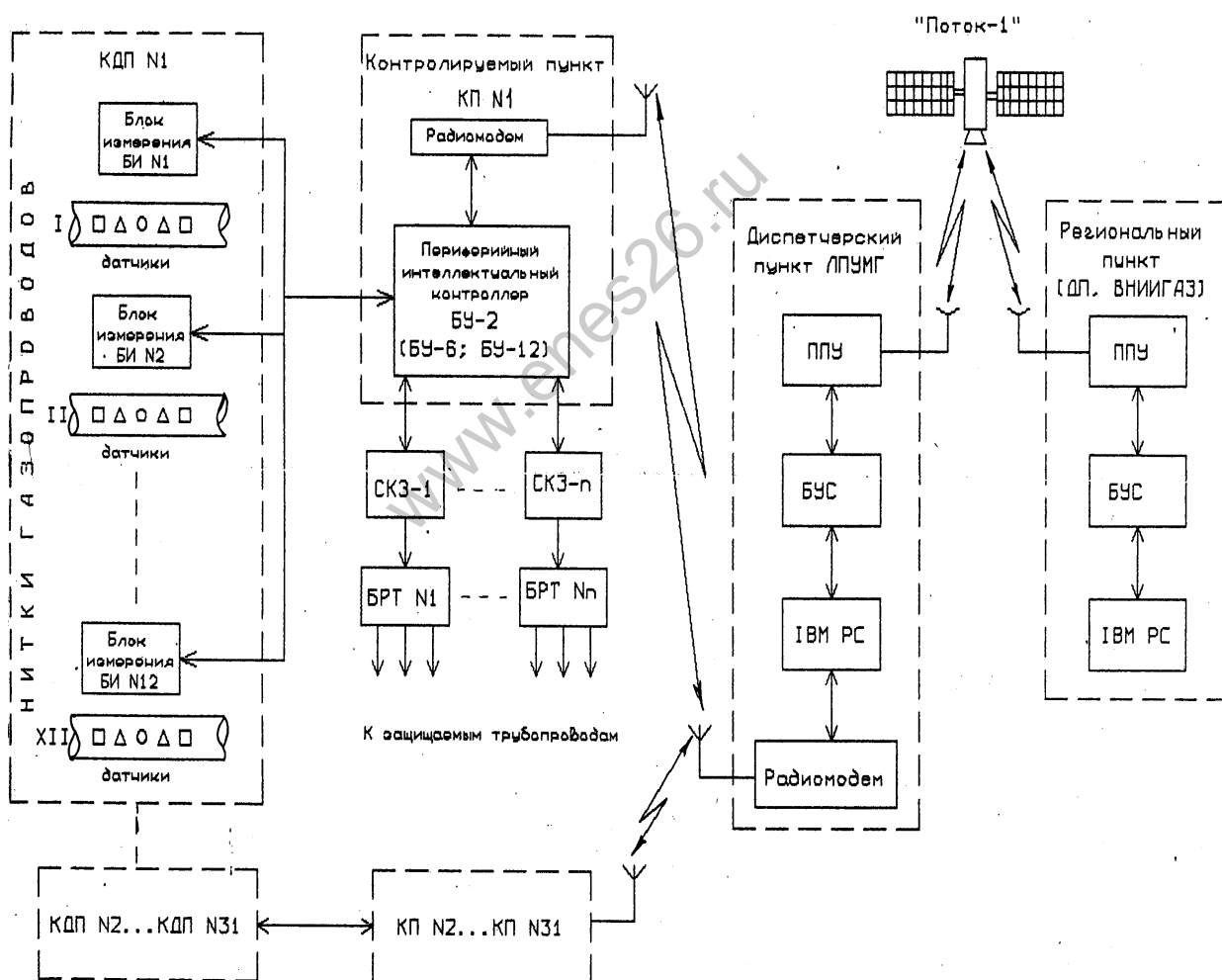


Рисунок 2.2 – Структурная схема организации коррозионного мониторинга магистральных газопроводов на базе аппаратуры «Пульсар»

2.3 Сеть сбора информации с объектов КМ, состоит из систем ЭХЗ (СКЗ-1...СКЗ-n), контрольно-диагностических пунктов (КДП), размещаемых в характерных точках газопровода, имеющих коррозионные повреждения в дефектах изоляции первого рода.

2.4 Аппаратура КП состоит из блока управления (БУ) и, в зависимости от требуемой конфигурации, одного или нескольких устройств катодной защиты (УКЗ) и блоков измерений (БИ), а также сети сенсорных устройств и датчиков в составе КДП.

2.5 Датчики, контролирующие параметры КМ МГ представляют измеряемую величину в виде напряжения, тока или сопротивления. Конструктивно КП представляет собой металлическую панель, помещаемую внутри блок-бокса установки катодной защиты (УКЗ) и подключаемую к датчикам через клеммники и гибкие межблочные разъемы.

2.6 Собранная с датчиков информация из блоков измерения (БИ №1 ... БИ №12) поступает по кабелю связи на периферийный интеллектуальный контроллер (БУ) контролируемого пункта (КП).

2.7 Все контроллеры полностью совместимы между собой по информационным сечениям и программному обеспечению.

2.8 Через радиомодемы КП и диспетчерского пункта (ДП) данные по радиоканалу поступают на персональный компьютер (РС) ЛПУ МГ.

2.9 Диспетчерский пункт ЛПУ через спутник «Поток-1» связан с ДП регионального пункта и ДП отраслевого Центра (ВНИИГАЗ).

2.10 Обслуживание первой части системы КМ МГ, содержащей до шести технологических систем ЭХЗ (раздел I-9), осуществляется службой защиты от коррозии ЛПУ МГ в соответствии с требованиями «Руководства по эксплуатации систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов».

2.11 Для организации обслуживания второй части системы, связанной с регистрацией параметров электрохимической защиты в составе КДП и обработкой информации в КП, требуется изменение штатного расписания службы защиты от коррозии ЛПУ с вводом единицы электромонтера по эксплуатации систем КМ.

2.12 Аппаратура ДП ЛПУ состоит из персонального компьютера (РС), сопряженного с блоком радиомодема (РМ), с программным обеспечением «Пульсар», написанным под ОС Windows.

2.13 ДП должен размещаться в отдельном отапливаемом помещении на рабочем столе инженера по обслуживанию системы КМ МГ.

2.14 Единица инженера КМ МГ должна быть введена в состав штатного расписания службы защиты от коррозии ЛПУ МГ,

2.15 Связь аппаратуры КП с ДП ЛПУ МГ осуществляется по УКВ радиоканалу, либо по проводному каналу связи по программе инженера КМ МГ. В качестве радиоканала используется, как правило, выделенная частота мобильной связи, т.к. время пользования каналом невелико и может быть выбрано удобным для потребителя.

2.16 Система «Пульсар» позволяет получать оперативную телеметрическую информацию с опрашиваемых датчиков, а также задавать режим работы блоков БУ, при котором телеметрическая информация будет считываться с указанных датчиков с заданной периодичностью (от 1 до 24 часов) и храниться в памяти БУ.

2.17 Накопленная информация по команде инженера-оператора КМ может передаваться на ДП в момент запроса или в конкретно заданное время. Вся телеметрическая информация сопровождается метками времени.

2.18 Система «Пульсар» управляет устройствами катодной защиты, выдавая параллельный 7-разрядный код типа «сухой контакт», а также позволяет дистанционно регулировать их выходные параметры (напряжение, ток).

2.19 Кроме того, при проведении на трассе интенсивных измерений, система может работать в режиме «Синхронное прерывание», обеспечивающим синхронное включение и отключение устройств катодной защиты «Парсек ИПЕ-1,2» вдоль трассы трубопровода без применения устройств типа «Syntakt».

2.20 Принятая от КП информация обрабатывается и хранится в РС ДП. Система позволяет инженеру-оператору КМ выводить информацию в табличном и графическом виде за сутки, месяц или год на дисплей или цветной принтер, а также формировать отчетные документы и передавать архивные файлы.

2.21 Аппаратура дистанционного контроля параметров ЭХЗ и управления работой средств катодной защиты в комплексе с КДП организует первый уровень отраслевой системы коррозионного мониторинга.

2.22 Обслуживание всего комплекса мониторинга первого уровня осуществляет инженер-оператор на базе автоматизированного рабочего места (АРМ-КМ), организованного в структуре служб защиты от коррозии ЛПУ МГ в соответствии с требованиями настоящего Руководства.

2.23 Инженер-оператор КМ первого уровня обеспечивает хранение и отображение на электронном носителе (дисплее, компакт-диске) информации, получаемой от сети коррозионного мониторинга с датчиков КДП, установленных на контролируемом участке газопровода.

2.24 Инженер-оператор выполняет предварительный анализ получаемой информации, определяет соответствие параметров ЭХЗ требованиям ГОСТ Р 51164-98 в части поддержания нормируемых защитных и поляризационных потенциалов, а также регламентируемого ГОСТом времени перерывов в работе средств ЭХЗ и принимает оперативные меры по изменению режимов работы УКЗ, замене или ремонту блоков и элементов ЭХЗ на основе поступления аварийного сигнала при отказах или несанкционированных действиях, нарушивших работу системы ЭХЗ.

2.25 Начальник службы защиты от коррозии ЛПУ фиксирует в рабочем журнале КМ МГ время выхода коррозионных параметров на предельные значения по показаниям индикаторов коррозии ДК-1Ц и ДК-

1П, индикаторов водорода ДН-1 и принимает решение о повышении, либо понижении защитных потенциалов в точках дренажа УКЗ путем ручного дистанционного управления режимами УКЗ.

2.26 Ручное дистанционное управление параметрами катодной защиты выполняется по кодированной системе ввода информации, защищенной от несанкционированных действий.

2.27 С учетом результатов предварительного анализа коррозионного мониторинга за истекший год начальник службы защиты от коррозии ЛПУ разрабатывает план диагностического обследования участков газопровода, шурфования и ремонта средств ЭХЗ на очередной год и направляет его на утверждение в Отдел защиты от коррозии Трансгаза.

2.28 Инженер по КМ Отдела защиты от коррозии объекта второго уровня (Трансгаза) анализирует данные мониторинга, полученные из ЛПУ, и направляет обобщенные результаты контроля во ВНИИГАЗ, в составе которого в лаборатории электрохимической защиты создается группа экспертов-аналитиков для выявления негативных тенденций на газопроводах, не обеспеченных полной катодной защитой по протяженности и во времени.

2.29 Инженер КМ регионального предприятия по транспорту газа анализирует коррозионное состояние объектов 1-го уровня (линейно-производственных управлений); сопоставляет их по участкам ВКО и ПКО, выявляет сезонное изменение интегральных параметров, характеризующих состояние защитного покрытия; изменение защитных зон катодных станций; оценивает эффективность работы систем ЭХЗ по величинам поляризационных потенциалов; определяет эксплуатационную надежность средств и элементов ЭХЗ по количеству отказов и времени простоев; анализирует коррозионные повреждения газопровода по данным ВТД, результатам инструментального обследования газопровода в полноразмерных шурфах; составляет коррозионный прогноз и разрабатывает мероприятия по ремонту, повышению надежности и эффективности работы систем защиты объектов второго уровня КМ.

2.30 Управление по транспортировке и поставкам газа и Отдел защиты от коррозии ОАО «Газпром» контролируют регулярность поступления информации в отраслевой аналитический центр КМ (ООО «ВНИИГАЗ») из пунктов КМ.

2.31 Отдел материалов и защиты от коррозии ООО «ВНИИГАЗ» разрабатывает алгоритмы и программы статистической обработки информации; выполняет системный анализ развития коррозии объектов отрасли; выявляет доминирующие факторы коррозии магистральных газопроводов; анализирует причины отказов в работе систем ЭХЗ; разрабатывает технические требования на новые методы и средства ЭХЗ, материалы и модернизацию технологий ремонта защитных покрытий совместно с Отделом ремонта газопроводов ООО «ВНИИГАЗ».

2.32 По результатам системного комплексного анализа данных коррозионного мониторинга, результатов внутритрубной дефектоскопии и

полевых методов обследования магистральных трубопроводов, один раз в пять лет уточняется прогноз коррозии, перерабатывается нормативно-техническая документация по оптимизации систем противокоррозионной защиты.

www.enes26.ru

3 Особенности организации неавтоматизированной системы коррозионного мониторинга МГ на участках высокой и повышенной коррозионной опасности

3.1 В соответствии с принятой (часть I) структурой организация отраслевой системы КМ МГ мониторинг с использованием неавтоматизированных технологий контроля выполняется на трех уровнях:

- пост КМ первого уровня, организуемый в штате службы защиты от коррозии ЛПУ КМ, на уровне объекта контроля сети КМ. Состоит из отдельных контрольно-диагностических пунктов (КДП) с датчиками коррозионного мониторинга, установленными на участках МГ высокой и повышенной коррозионной опасности, выбранными с учетом плотности распределения коррозионных дефектов;
- региональный пункт коррозионного мониторинга второго уровня, организуемый в составе Отдела защиты от коррозии предприятия по транспорту газа для анализа и обобщения данных КМ первого уровня;
- центр КМ отраслевого уровня, организуемый в составе ВНИИГАЗа в структуре лаборатории электрохимической защиты отдела материалов и защиты от коррозии для анализа и обобщения результатов КМ МГ на уровне отрасли.

3.2 Необходимость организации КМ МГ с использованием неавтоматизированных технологий контроля обосновывается несовпадением распределения по протяженности газопровода участков МГ высокой и повышенной коррозионной опасности с точками дренажа установок катодной защиты.

3.3 Дополнительный критерий ввода неавтоматизированных систем КМ МГ – технико-экономическое обоснование нецелесообразности организации автоматизированных систем контроля на однопоточных магистральных газопроводах и газопроводах, не имеющих, по данным служб эксплуатации, общепромышленного и стратегического значения.

3.4 Основная задача организации неавтоматизированных систем КМ МГ – правильный выбор мест монтажа КДП для целенаправленного контроля динамики коррозионного состояния газопроводов.

3.5 По результатам ВТД выполняется коррозионный анализ участка газопровода в соответствии с разделом 8 «Руководства по эксплуатации систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов».

3.7 В соответствии с основными и дополнительными критериями оценки коррозионной опасности участков МГ, по наличию коррозионных отказов, величине скорости коррозии и глубине коррозионных поражений на газопроводах предварительно выявляются участки высокой и повышенной коррозионной опасности.

3.8 Выборочным контрольным шурфованием газопровода в зонах локальных (по площади поражения) коррозионных дефектов (выявленных по данным ВТД) определяется вид коррозионного поражения (язва или трещина) и для язвенных поражений выявляются коррозионные дефекты первого рода, которые локализованы в открытых дефектах и несплошностях защитного покрытия газопровода.

3.9 Методами электрометрии устанавливаются причины и выявляются доминирующие факторы коррозионных поражений первого рода, например, электрокоррозия газопровода под действие блуждающего тока, либо электрохимическая коррозия под действием гальванических макрокоррозионных пар дифференциальной аэрации и др.

3.10 Дифференцированные по видам коррозии поражения наносятся на трассовку и оценивается характер распределения коррозионных дефектов по длине газопровода

3.11 По параметру глубины коррозионных поражений выделяются участки высокой (ВКО) и повышенной (ПКО) коррозионной опасности для каждого вида коррозионных поражений.

3.12 Выделенные по п. 3.11 участки ВКО и ПКО совмещаются по длине газопровода с участками ВКО и ПКО, выделенными по п. 3.7, и определяется доля коррозионных поражений МГ для каждого вида коррозионных дефектов.

3.13 По величине доли коррозионных поражений определяется необходимость ввода КМ для данного вида коррозии.

3.14 В пределах выделенных участков ВКО и ПКО по плотности распределения локальных коррозионных поражений определяется интенсивность коррозионных поражений и выполняется ранжирование участков ВКО и ПКО для данного вида поражений в соответствии с таблицей 3.1

Таблица 3.1 – Ранжирование участков ВКО и ПКО

Параметр интенсивности коррозионных поражений γ_{100} , шт/100 м	Интенсивность коррозионных поражений участка (пикета) газопровода
более 10	большая
3-10	средняя
менее 3	небольшая

3.15 При организации системы КМ первого уровня не менее чем по одному КДП устанавливается для каждой группы участков ВКО и ПКО каждой категории, определенной по интенсивности коррозионных поражений газопровода данным видом коррозии.

3.16 Контрольно-диагностические пункты КМ МГ устанавливаются в пределах границ участков ВКО и ПКО, дифференцированных по видам

коррозии, с максимальным приближением к дефектам максимальной глубины поражений.

3.17 При отсутствии данных внутритрубной дефектоскопии выбор мест для установки КДП выполняется по данным электрометрии и исходя из опыта эксплуатации газопровода.

3.18 Одним из критериев для предварительного выбора участков для НКМ является задержка ввода или нестабильная во времени работа средств электрохимической защиты МГ относительно сроков ввода и перерывов в работе установок катодной защиты, регламентированных стандартом России¹ и РД ОАО «Газпром».

3.19 Количественным критерием для определения мест установки КДП может являться скорость коррозии, определенная по технологии мобильного коррозионного мониторинга при помощи высокочувствительного индикатора коррозии ВИК-1.

3.20 Для выбора участков газопровода, на которых следует проводить работы по мобильному коррозионному мониторингу, необходимо выполнить ранжирование участков газопроводов по косвенным параметрам коррозии в соответствии с таблицей 3.2.

Таблица 3.2 – Ранжирование участков газопроводов по косвенным параметрам коррозии

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

¹ ГОСТ Р 51164 и Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов (ВРД 39-1.10-006-2000*)

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

3.21 По результатам ранжирования на участках газопровода, набравших наибольшее число баллов (более 50% от максимальной суммы баллов) выполняются электрометрические измерения, соответствующие данному виду коррозионных повреждений газопровода в дефектах изоляции первого рода.

3.22 Для участков газопровода, подверженных электрокоррозии блуждающими токами, измерения для выбора мест установки КДП выполняются в соответствии с алгоритмом КМ МГ, представленным в Приложении 1.

3.23 Для участков газопровода, подверженных электрохимической коррозии мощными гальваническими коррозионными элементами, измерения для выбора мест установки КДП выполняются в соответствии с «Методическими указаниями по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии».

3.24 После обоснования необходимости ввода неавтоматической системы коррозионного мониторинга МГ на участках с коррозионными повреждениями, относящимися по глубине поражения к высокой и повышенной коррозионной опасности и после выбора мест для установки КДП, определяются состав и типы датчиков коррозионного мониторинга.

3.25 Основные этапы реализации коррозионного мониторинга на магистральных газопроводах показаны на рисунке 3.2.

3.26 Основная задача при выборе датчиков в составе КДП – определение возможности средствами ЭХЗ повлиять на динамику коррозии. В случае электрокоррозии или электрохимической коррозии в дефектах изоляции первого рода минимальный состав системы КМ в режиме неавтоматизированного сбора данных содержит один пост КДП, в составе которого – один контрольно-измерительный пункт с одним датчиком поляризационного потенциала и двумя (подключенным и свободным) индикаторами коррозии.



Рисунок 3.2. Основные этапы реализации КМ МГ

3.27 Наиболее эффективно задача выбора состава КДП и их расстановки вдоль трассы газопровода решается при наличии результатов контрольных шурфовок газопровода после их внутритрубной дефектоскопии и/или по данным комплексных электрометрических обследований.

3.28 Рекомендуемые параметры и регламент КМ МГ по основным видам коррозионных поражений в дефектах защитного покрытия открытого типа приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Рекомендуемые параметры и регламент КМ МГ по основным видам коррозионных поражений
в дефектах защитного покрытия открытого типа

Вид коррозионного поражения	Объект коррозии и участок контроля	Контролируемый параметр	Индикатор, датчик контроля	Регламент контроля	Ожидаемый результат
1	2	3	4	5	6
1. Язвенная электрокоррозия блуждающими токами (ЭЖД, УКЗ соседних сооружений, промышленные установки, теллурические токи и др.)	МГ в зонах сближения или пересечения с источниками блуждающих постоянных токов. Локальные коррозионные повреждения, выявленные ВТД или комплексными электрометрическими обследованиями	<p>1. Скорость коррозии:</p> <p>- при ЭХЗ</p> <p>- без ЭХЗ</p> <p>2. Средняя плотность анодного тока (без ЭХЗ)</p> <p>3. Средняя плотность защитного тока</p>	<p>ДН-1 ДК1Ц</p> <p>ДК1Ц ВИК-1</p> <p>ДК1Ц ВИК-1</p> <p>ВИК-1 ДК1-Ц</p>	<p>2 раза в месяц 1 раз в месяц</p> <p>2, 4, 8 суток 24, 48, 72 часа</p> <p>Запись 24 часа Запись 24 часа</p> <p>Запись 24 часа</p>	<p>1. Оценка эффективности электрохимической (дренажной и катодной) защиты по скорости остаточной локальной и общей коррозии</p> <p>2. Оценка кор. агрессивности грунта и опасности коррозии блуждающими токами</p>

Продолжение таблицы 3.2

2. Язвенная электрохимическая коррозия	МГ в зонах образования макрокоррозионных пар. Локальные коррозионные повреждения, выявленные ВТД, коррозионным или комплексными электрометрическими обследованиями	1. Скорость общей и локальной коррозии: - при ЭХЗ - без ЭХЗ - без металлического контакта с тр-дом	ДН-1 ДК1Ц ВИК-1 ДК1Ц ВИК-1 ДК1Ц ВИК-1	2 раза в месяц 1 раз в месяц 2 раза в месяц 2, 4, 8 суток 24, 48, 72 часа 2 раза в месяц 2 раза в неделю	1. Оценка эффективности катодной и протекторной защиты 2. Оценка кор. агрессивности грунта 3. Оценка опасности коррозии под действием макрокоррозионных элементов
3. Дополнительные параметры к первому и второму видам коррозионных поражений	МГ в зонах их сближения или пересечения с источниками блуждающих постоянных токов и в зонах образования макрокоррозионных пар	1. Стационарный потенциал коррозии вспомогательного электрода (ВЭ) 2. Суммарный защитный потенциал ВЭ 3. Поляризационный потенциал ВЭ	Ионит-1 МП-2 Ионит-1 МП-2 СИМФ-1 МП-2 Ионит-1	Ежемесячно в зонах блуждающих токов Четыре раза в год в зонах макрокоррозионных гальванических элементов	Оценка изменения во времени степени защищенности сооружений по ГОСТ Р 51164-98

Продолжение таблицы 3.2

4. Катодное водородное растрескивание труб	МГ в точках дренажа УКЗ на заболоченных, подкисленных участках, зонах повышенной концентрации СВБ и других промоторов водорода	1. Ток поглощения водорода	ДН-1	1 раз в месяц	Выявление опасности и предупреждение охрупчивания и растрескивания труб
		2. Плотность защитного тока	ДН-1	1 раз в месяц	
		3. Время до образования сквозного питтинга	ДН-1	1 раз в месяц	

www.enes26.ru

4 Общий порядок организации и последовательность ввода в эксплуатацию стационарных систем КМ МГ первого уровня

4.1 В соответствии со структурой КМ МГ диагностические элементы коррозионного мониторинга размещаются на объекте КМ первого уровня.

4.2 Общий порядок организации системы КМ объекта первого уровня включает в себя выполнение работ в следующей последовательности:

- подготовительные работы;
- оценка коррозионной ситуации от УКЗ до УКЗ, выделение объектов и параметров мониторинга по результатам коррозионной диагностики методами ВТД и электрометрии;
- ранжирование и формирование контролируемых участков по результатам внутритрубной дефектоскопии;
- выбор точек для предварительных контрольных измерений;
- мобильный КМ и контрольные измерения в отдельных точках газопровода с уточнением параметров коррозии и защиты;
- коррекция ранжирования участков по степени коррозионной опасности и уточнение границ характерных участков (для монтажа КДП в системе КМ первого уровня);
- выбор систем контроля и маски сети сенсорных устройств и датчиков для каждого характерного участка КМ;
- ревизия и восстановление средств ЭХЗ, электроснабжения и КИ-Пов в соответствии с проектом и по рекомендациям выполненных ранее обследований систем ЭХЗ;
- монтаж сети КМ первого уровня, включая системы ЭХЗ-Р, ЭХЗ-Корр и ЭХЗ-К;
- монтаж АРМ-КМ объекта первого уровня в ЛПУ МГ;
- выбор и назначение регламента контроля, составление паспортов на КДП, на систему КМ объекта в целом и сдача ее в эксплуатацию.

4.3 Алгоритм коррозионного ранжирования участков МГ по результатам внутритрубной дефектоскопии показан на рисунке 4.1.

4.4 Алгоритм коррозионного ранжирования участков МГ по результатам ВТД указывает на последовательность действий при выполнении коррозионного анализа, конкретизирует результаты для каждого этапа анализа и определяет место коррозионного мониторинга в системе обеспечения противокоррозионной надежности трубопроводов.



Рисунок 4.1. Алгоритм коррозионного ранжирования участков МГ по результатам внутритрубной дефектоскопии

5 Организация, содержание и последовательность выполнения работ предпроектного и диагностического коррозионного мониторинга МГ

5.1 Организация предпроектного мониторинга.

5.1.1 На этапе выполнения проектно-изыскательских работ, согласно требованиям нормативной документации определяется коррозионная агрессивность грунтов и оценивается коррозионная опасность проектируемой трассы магистральных газопроводов по отношению к двум видам коррозионных поражений газопроводов:

- электрокоррозии под действием блуждающих токов, стекающих с рельсовых путей электрифицированных железных дорог, натекающих на трубопровод и вызывающих электрокоррозию стальной стенки трубы в местах выхода из трубопровода;
- электрохимической язвенной коррозии, развивающейся в неоднородных и низкоомных грунтах, анодных участков гальванических коррозионных элементов, работающих по протяженности и глубине заложения трубопровода.

5.1.2 Организация работ предпроектного КМ для рассмотренных видов коррозии, предусматривает выполнение комплексных измерений и лабораторных испытаний:

- определение наличия блуждающих токов по методу "креста", предусматривающего измерение вдоль трассы газопровода с шагом не более 500 м разности потенциалов между двумя неполяризующимися электродами (с разносом 100 м), устанавливаемыми параллельно и перпендикулярно трассе проектируемого газопровода;
- измерение удельного электрического сопротивления грунта вдоль трассы газопровода с шагом 10-100 м (в зависимости от степени электрической неоднородности грунтов), в оврагах, на переходах под железными и автомобильными дорогами на двух глубинах (верха и низа трубы при диаметрах газопровода 1020 и более мм);
- отбор проб грунта вдоль трассы газопровода с шагом не более 500 м, для определения агрессивности грунта в лабораторных условиях по двум параметрам: удельному электросопротивлению влагонасыщенного грунта и средней плотности тока при катодной поляризации стального электрода в этом же грунте при смещении электродного потенциала на 100 мВ от величины собственного потенциала электрода в данном грунте;

5.1.3 Измерение величины удельного электрического сопротивления грунта на глубине заложения газопровода позволяет, в первом приближении, оценить опасность возникновения пар дифференциации по протяженности и глубине эксплуатации газопровода.

5.1.4 Для оценки опасности коррозии и выделения участков возможной локализации развития коррозионных дефектов под действием мощных гальванических коррозионных элементов используются параметры оценки коррозионной агрессивности грунтов по величинам удельного электросопротивления грунта и средним плотностям катодного тока стального электрода при смещении его потенциала на 100 мВ в отрицательную область.

5.1.5 Для оценки этих параметров при выполнении изыскательских работ отбираются пробы грунтов вдоль проектируемой трассы газопровода с шагом 500 м на глубине его предполагаемого заложения и ранжируются согласно рисунку 5.1.

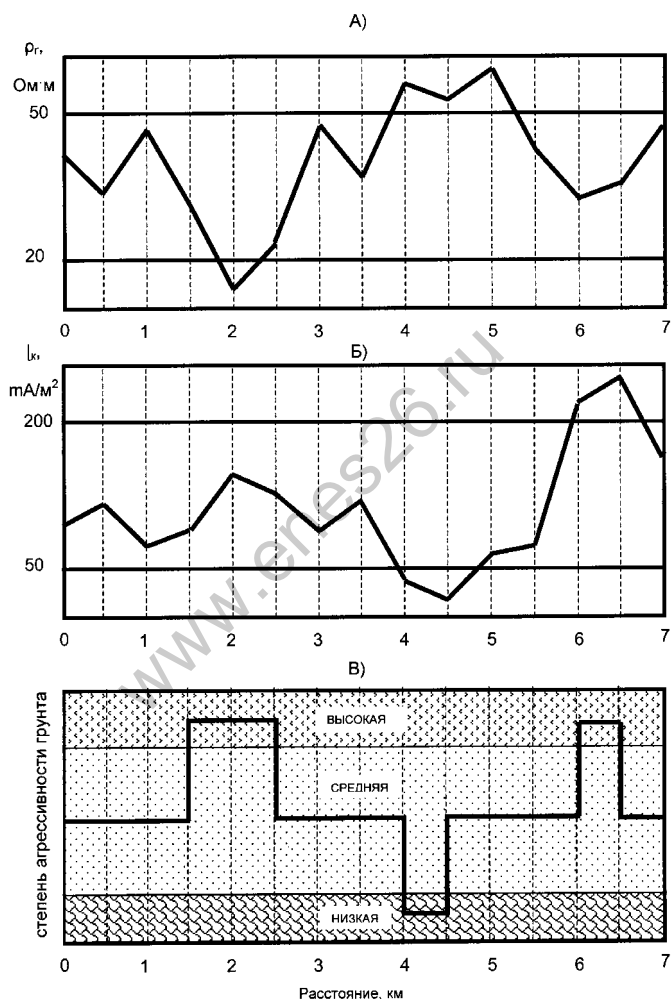


Рисунок 5.1 – Распределение коррозионной агрессивности грунта вдоль трассы проектируемого газопровода

5.1.6 Величина коррозионной агрессивности грунта оценивается лабораторными испытаниями проб грунтов, отобранных с трассы газопровода, в соответствии с критериями по ГОСТ 9.602-89, приведенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и малолегированной стали

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта, (ρ_r), Ом.м	Средняя плотность катодного тока (i_k), А/м ²
низкая	более 50	менее 50
средняя	от 20 до 50	от 50 до 200
высокая	менее 20	более 200

5.1.7 Полученные результаты оценки распределения коррозионной агрессивности грунтов вдоль трассы трубопровода уточняются по результатам детальных измерений удельного сопротивления грунта с шагом 10–100 м по симметричной четырех электродной схеме Веннера.

5.1.8 Определение наличия блуждающих токов и оценки опасности их влияния на коррозию МГ в общем виде выполняется на основе алгоритмов предпроектного, диагностического и эксплуатационного мониторинга электрокоррозии МГ блуждающими токами (Приложение П1).

5.1.9 Схема расположения неполяризуемых электродов при выполнении измерений на этапе предпроектного коррозионного мониторинга приведена на рисунке 5.2.



Рисунок 5.2 – Схема измерений потенциалов при выполнении предпроектного мониторинга

5.1.10 Синхронные измерения разности потенциалов в каждой точке в течение 10 минут должны выполняться высокоомным вольтметром, обычно в утреннее и вечернее время при максимальной нагрузке тяговой подстанции при прохождении не менее 2-х электропоездов в каждом направлении.

5.1.10 Использование 2-х канальных электронных регистраторов для выполнения синхронных измерений одновременно в нескольких (до 10 точек) позволяет значительно увеличить производительность работ и повысить достоверность результатов контроля.

5.1.11 При обработке результатов измерений выявляются участки трассы газопровода, на которых абсолютная разность потенциалов между

минимальными и максимальными значениями в точке измерений превышают 500 мВ. Выявленные участки наносятся на трассу газопровода наряду с участками средней и высокой агрессивности грунта, выявленными по п.п. 5.1.5-5.1.7.

5.1.12 В окончательном виде трассовка, составленная по результатам предпроектного коррозионного мониторинга, приобретает вид (рисунок 5.3).

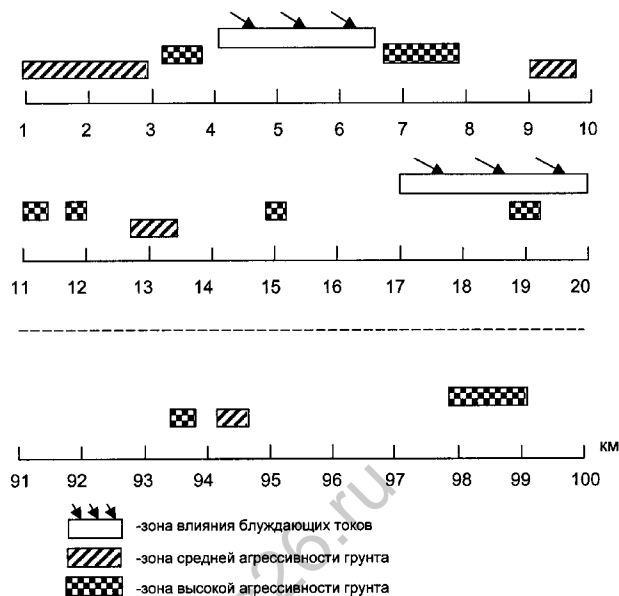


Рисунок 5.3 – Схема распределения участков повышенной коррозионной опасности вдоль трассы проектируемого газопровода

5.2 Организация диагностического КМ МГ

5.2.1 Диагностический коррозионный мониторинг МГ выполняется с целью определения коррозионной опасности построенного и введенного в эксплуатацию МГ с наложенной системой электрохимической защиты.

5.2.2 Диагностический КМ выполняется в течение первого года эксплуатации газопровода после стабилизации параметров коррозии и защиты.

5.2.3 Диагностический КМ выполняется на участках повышенной коррозионной опасности, выявленных по результатам предпроектного коррозионного мониторинга по подразделу 5.1.

5.2.4 Участки МГ для первоочередного выполнения диагностического КМ определяются с учетом уровня защищенности газопровода по поляризационному потенциалу.

5.2.5 Мониторинг поляризационного потенциала газопровода на участках повышенной коррозионной опасности выполняется по зонд-модульной технологии.

5.2.6 Зонд-модульная технология использует стационарные, полустационарные и мобильные схемы вдольтрассовых измерений потенциалов газопровода (рисунок 5.4).

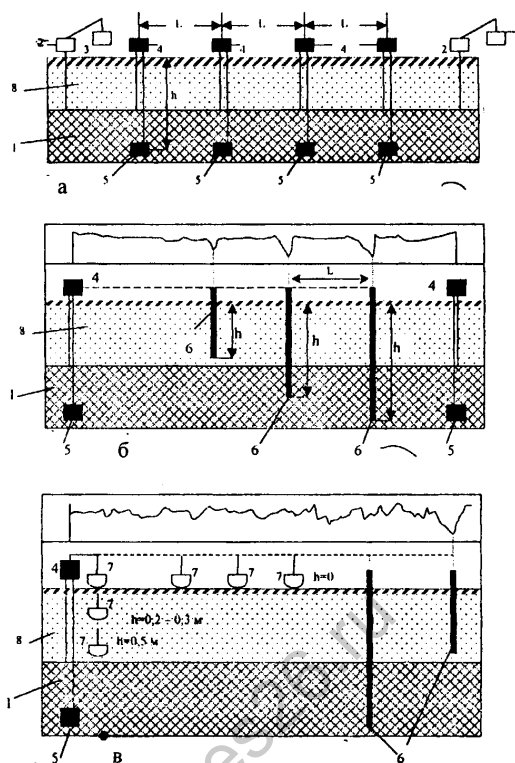


Рисунок 5.4 – Основные схемы зонд-модульной технологии.

1 – труба; 2 – УЗК; 3 – АЗ; 4 – СКИП; 5 – измерительный модуль; 6 – зонд-модуль «полустационарный», 7 – зонд-модуль переносной; 8 – грунт обратной засыпки; а – по технологии СМ-1 ($h = \text{const} = h_{\text{нт}}$, $L = 1 \text{ км}$); б – по технологии ВЗМ-1 ($h \neq \text{const}$, $h = h_{\text{опт}}$, $L \neq \text{const}$, $L = \Delta L(d_n - d_{n+1})$), в – по технологии БЗМ-1 ($h \neq \text{const}$, $h(\rho_r, w_r)$)

5.2.7 Методика измерения поляризационных потенциалов по зонд-модульной технологии детально описана в "Руководстве по эксплуатации систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов".

5.2.8 В соответствии с алгоритмом диагностический коррозионный мониторинг предусматривает выполнение следующего комплекса электрометрических работ:

- на участках повышенной коррозионной опасности выполняется измерение поляризационного потенциала по зонд-модульной технологии;
- выявляются и наносятся на трассовку в масштабе 1:10000 участки газопровода, не имеющие полной электрохимической защиты по ГОСТ 51164;
- в центральной части и по границам выявленных участков недозащиты устанавливаются на глубину заложения газопровода высокочувствительные индикаторы коррозии, подключенные через ближайший КИП к трубопроводу;

- через 10 минут после заглубления и подключения индикатора к газопроводу в течение часа снимаются показания индикатора коррозии с интервалом 10 минут;
- результаты измерений, переведенные по номограмме в скорости коррозии, заносятся в рабочий журнал и/или электронный накопитель информации;
- в случае линейного закона изменения сопротивления индикатора коррозии во времени допускается сокращение цикла времени измерений в контролируемой точке газопровода;
- усредненные за период измерений скорости коррозии наносятся на схему распределения участков газопровода повышенной коррозионной опасности (рисунок 5.3).

5.2.9 Результаты мобильного мониторинга не точно отражают кинетику коррозионных процессов и могут использоваться для предварительной (завышенной) оценки коррозионной опасности, полезной при выполнении выборочных измерений в отдельных точках газопровода для экспресс-оценки эффективности электрохимической защиты, а также скорости коррозии в анодных зонах блуждающих токов ЭЖД и мощных макрокоррозионных элементов.

5.2.10 Более надежные результаты могут быть получены при использовании полустационарной технологии мониторинга.

5.2.11 Сущность этой технологии состоит в том, чтобы по результатам предварительного коррозионного тестирования участков газопровода методом мобильного мониторинга, определить время необходимое и достаточное для сопоставительной оценки участков газопровода повышенной коррозионной опасности по параметру начальной скорости коррозии.

5.2.12 Схема организации полустационарного мониторинга приведена на рисунке 5.5.

5.2.13 Конечным результатом полустационарного мониторинга является дифференциация МГ по скорости начальной коррозии с выделением участков ВКО и ПКО в соответствии с критериями (Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов. Т1. М.: ВНИИГАЗ. 2003 г., раздел 8).

5.1.14 Обобщенные результаты мобильного и полустационарного дистанционного мониторинга должны быть использованы при организации систем стационарного автоматизированного и неавтоматизированного коррозионного мониторинга магистральных газопроводов.

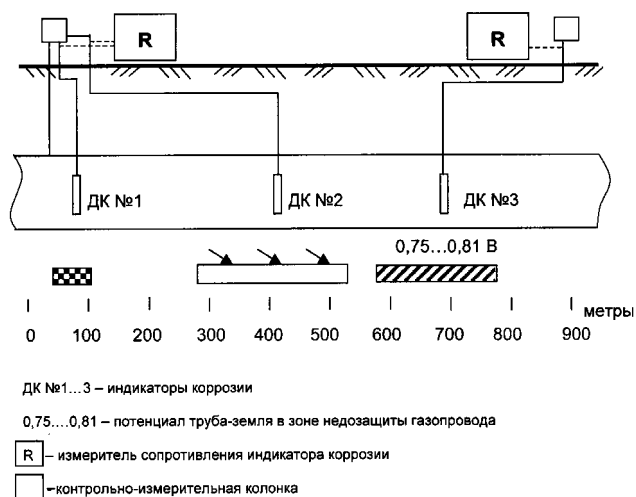


Рисунок 5.5 – Схема диагностического полустационарного мониторинга

www.enes26.ru

6 Типовые схемы организации КМ МГ в узлах пересечений МГ, на подводных переходах и переходах под автомобильными и железными дорогами

6.1 Последовательность внедрения систем коррозионного мониторинга должна учитывать не только значимость и коррозионное состояние магистральных газопроводов, но и особые условия их эксплуатации.

6.2 В первую очередь при проектировании систем коррозионного мониторинга должны быть в особую группу выделены участки газопроводов, требующие обеспечения высокой промышленной безопасности.

6.3 При проектировании схем расстановки контрольно-диагностических пунктов на первом этапе следует обеспечивать контроль участков интенсивного влияния блуждающих токов, в которых запроектирована и работает при повышенных режимах ($I > 50$ А) электродренажная защита.

6.4 К числу первоочередной относится установка контрольно-диагностических пунктов в узлах пересечений и зонах сближения различных систем магистральных трубопроводов.

6.5 Примерная схема монтажа контрольно-диагностических пунктов на пересечениях однопроводных (а) и в узлах пересечения многопроводных газопроводов (б) показана на рисунке 6.1.

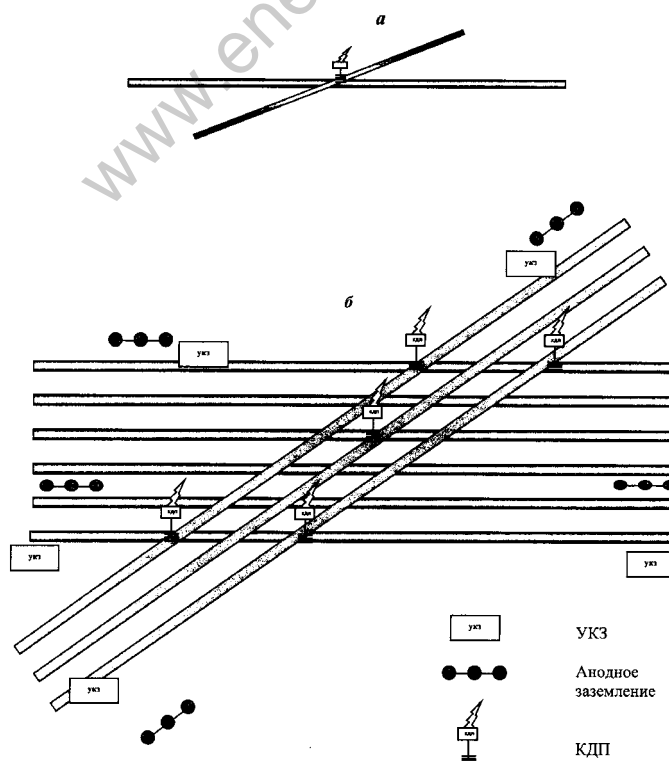


Рисунок 6.1 – Схема монтажа КДП на пересечениях однопроводных (а) и многопроводных (б) магистральных газопроводов

6.6 При проектировании расстановки контрольно-диагностических пунктов в узлах пересечений многониточных газопроводов необходимо определять зоны и степень вредного влияния систем электрохимической защиты пересекающихся газопроводов, а также коррозионно-опасные зоны, возникающие при случайных отказах в работе отдельных установок катодной защиты.

6.7 При проектировании схем мониторинга на пересечениях газопроводов контрольные провода индикаторов коррозии и датчиков поляризационного потенциала, установленных в точках пересечений, должны быть выведены на одну или две электромонтажные панели одного или двух контрольно-измерительных пунктов, позволяющих устанавливать временные перемычки между пересекающимися трубопроводами.

6.8 Пример схемы электрических соединений пяти индикаторов коррозии и одного датчика потенциала в одном КДП показан на рисунке 6.2.

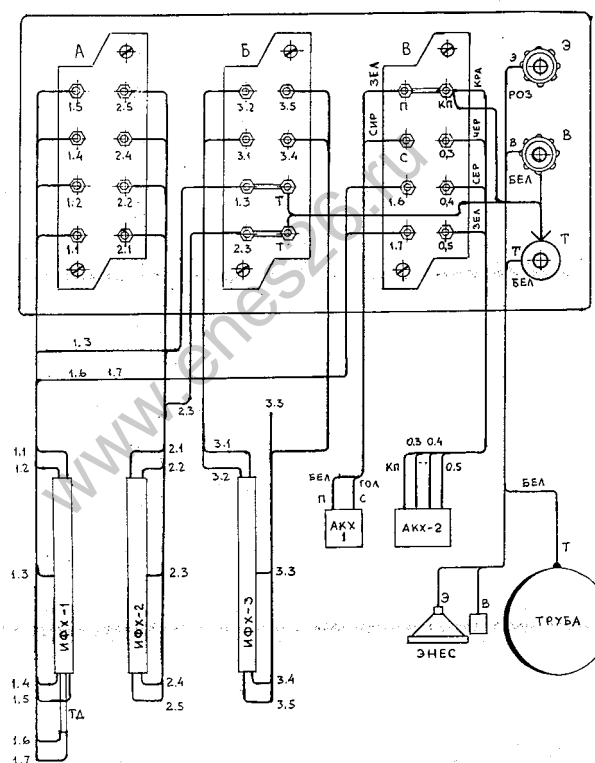


Рисунок 6.2 – Пример схемы электрических соединений индикаторов коррозии и одного датчика потенциала в КДП

6.9 На рисунке 6.3 показаны примерные схемы монтажа контрольно-диагностических пунктов на переходах через водные преграды (а) и под железными дорогами (б).

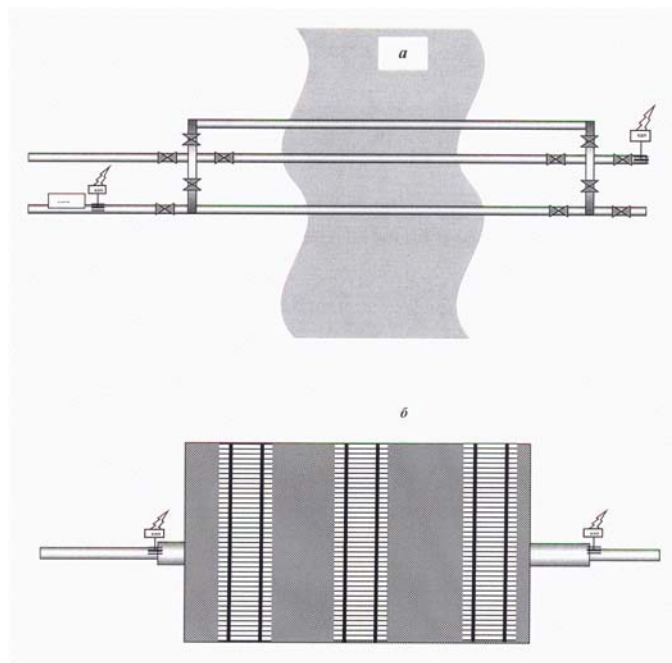


Рисунок 6.3 – Схема монтажа КДП на переходах через водные преграды (а) и под железными дорогами (б)

6.10 Допускается совмещение контрольно-измерительных пунктов с контрольно-измерительными пунктами, смонтированные по проекту электрохимической защиты газопроводов.

6.11 Основной принцип выбора места монтажа контрольно-диагностических пунктов – зоны минимальных (по абсолютной величине) потенциалов газопроводов.

6.12 Дополнительный критерий для выбора мест установки контрольно-диагностических пунктов – распределения скорости коррозии участков газопроводов, полученные по данным внутритрубной дефектоскопии, мобильного и полустационарного коррозионного мониторинга (раздел 5).

6.13 Критические зоны по установке контрольно-диагностических пунктов на участках сближений и пересечений газопроводов с мощными транспортными и энергетическими системами определяют по критериям оценки коррозионной опасности участков газопроводов согласно «Руководству по эксплуатации систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов» (Т1, раздел 8).

6.14 Примерный схематический план места размещения КДП представлен на рисунке 6.4.

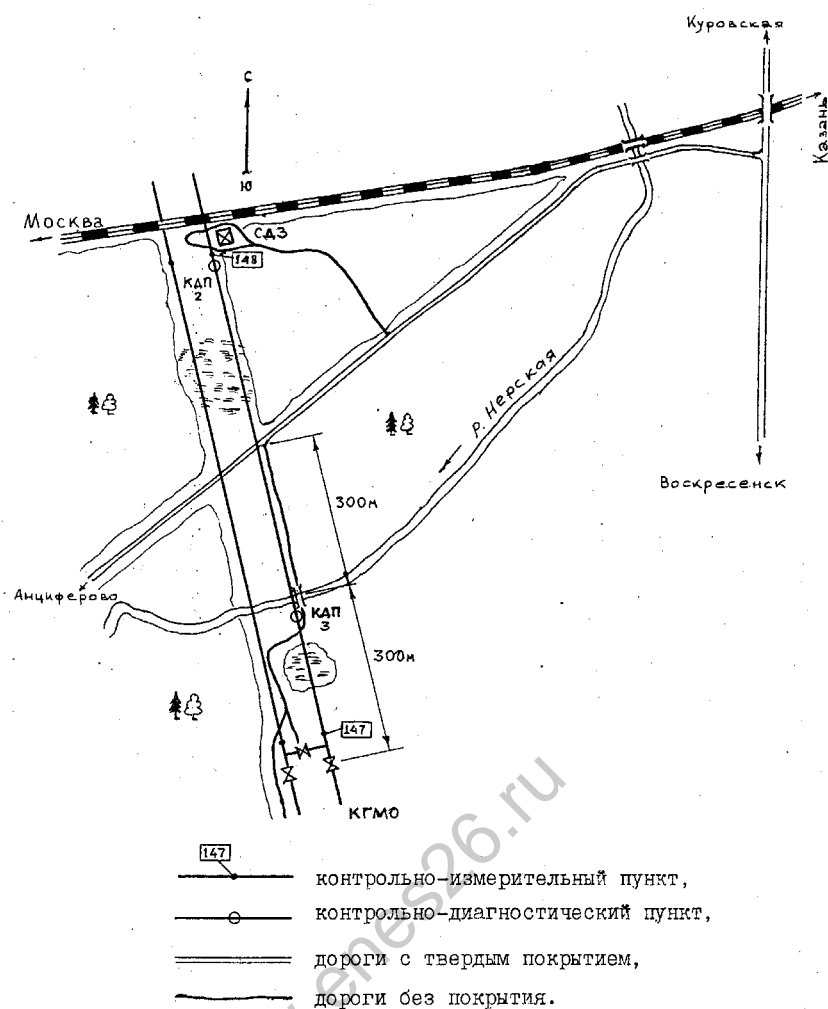


Рисунок 6.4 – Схематический план места размещения КДП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненной работы впервые создан руководящий документ, регламентирующий осуществление контроля эффективности работы систем электрохимической защиты магистральных газопроводов на принципах стационарного и мобильного мониторинга параметров коррозии и защиты.

Разработанное "Руководство по эксплуатации средств коррозионного мониторинга магистральных газопроводов" направлено на решение ряда первоочередных задач, возникающих при длительной эксплуатации магистральных газопроводов на участках зарождения и развития коррозионных поражений. К ним относятся:

- усиление контроля защиты от коррозии за счет ввода дополнительного параметра контроля - скорости коррозии, определяемой по показаниям индикаторов коррозии, имеющих металлический контакт с телом трубы и установленных в зонах развития предполагаемых коррозионных поражений;
- повышение достоверности оценки эффективности систем электрохимической защиты на участках неполной защищенности газопроводов, определяемых по трем показателям: по уровню защищенности (глубине поляризации), времени поляризации и неравномерности распределения поляризации по протяженности сооружения;
- уточнение границ распределения и стабильности зон высокой, повышенной и умеренной коррозионной опасности газопроводов с учетом динамики коррозии и сезонных факторов коррозии.

В разработанном Руководстве предусмотрено усиление регламента контроля коррозии на особо опасных и высококоррозионных участках газопровода за счет:

- организации постоянного контроля в узлах пересечения многониточных систем газопроводов, в зонах пересечений и сближения с транспортными и энергетическими системами и другими ответственными объектами;
- усиления регламента контроля за счет одновременного измерения скорости коррозии и величины поляризационного потенциала газопровода;
- использования элементов автоматизации и резервирования средств защиты, а также дистанционного контроля параметров коррозии и защиты.

В Руководстве определены основные компоненты системы, обеспечивающей коррозионную надежность магистральных газопроводов. Рассмотрены методологические и организационные основы мониторинга; определены область применения и объекты, подлежащие мониторингу; изложены цели, задачи и функции мониторинга систем электрохимической защиты магистральных газопроводов. Дана общая классификация мониторинга по видам коррозии и фазам реализации полномасштабного мониторинга; определены критерии ввода, структура, способы применения, технологические схемы и регламент автоматизированных и неавтоматизированных систем мониторинга. Рассмотрены особенности мониторинга многониточных систем трубопроводов, даны рекомендации по выбору мест для расстановки контрольно-

диагностических пунктов в отдельных точках контролируемого участка газопровода.

Технико-экономическая эффективность внедрения систем КМ на МГ складывается из трех составляющих: выявление коррозионной опасности и ее предотвращение на ранней стадии развития; выбор мер защиты на основе дифференциации газопроводов по степени коррозионной опасности (требования ГОСТ Р 51164-98 и ПТЭ МГ – 2000); уточнение исходных данных для долгосрочного прогнозирования коррозии трубопроводов, оптимизации планирования очередности, объемов ремонта (реконструкции) защитных покрытий и систем электрохимической защиты.

Главная задача служб защиты от коррозии на современном этапе эксплуатации газопроводов, решение которой должно быть подконтрольно газовой инспекции, - коррозионный анализ результатов внутритрубной дефектоскопии и первоочередное оборудование контрольно-диагностических пунктов в зонах действия блуждающих токов на пересечениях с автострадами и железными дорогами государственного значения, а также в узлах пересечения и сближения мощных энергетических систем.

Главная задача научно-исследовательских организаций – разработка автономных контрольно-диагностических пунктов для осуществления дистанционного контроля параметров коррозии и защиты в удаленных и труднодоступных районах эксплуатации газопроводов, не имеющих сетей и собственных линий электроснабжения.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

www.enes26.ru

Приложение П1

Алгоритмы предпроектного, диагностического и эксплуатационного мониторинга коррозии газопроводов в зонах действия блуждающих токов от электрифицированных на постоянном токе железных дорог

В порядке научно-технического сопровождения внедрения отраслевой системы КМ МГ в наиболее полном виде была разработана структурная схема КМ МГ по фазам реализации и видам коррозионных поражений, представленная на рисунке 1.

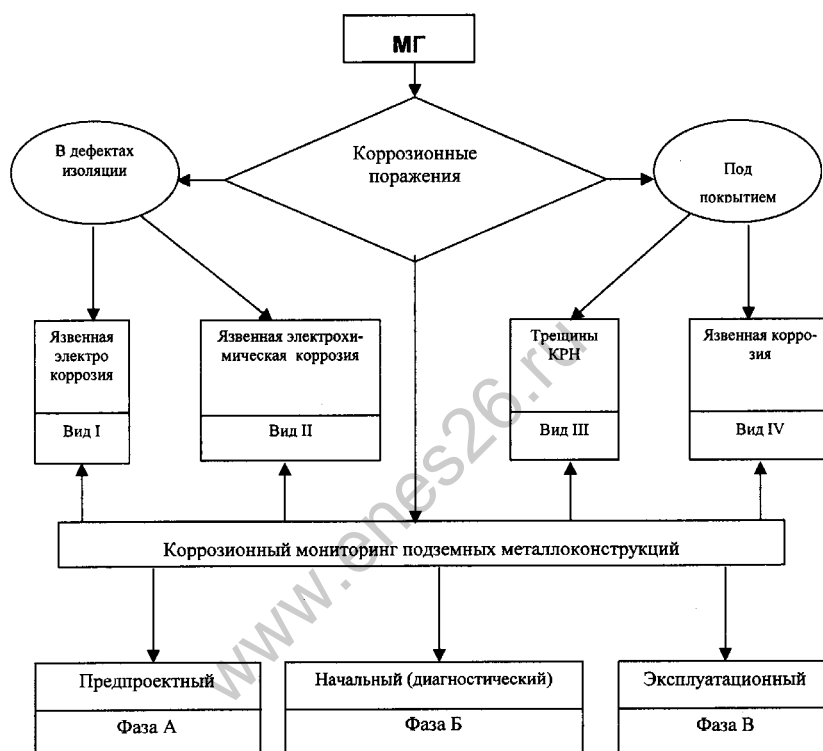


Рисунок 1 – Структурная схема классификации коррозионного мониторинга по фазам реализации и видам коррозионных поражений

Из рисунка 1 видно, что в общем коррозионный мониторинг подземных металлоконструкций складывается из 3-х фаз – предпроектного (фаза А), который выполняется в процессе проектно-изыскательских работ, начального или диагностического (фаза Б), который выполняется в первый период (как правило, первый год) эксплуатации сооружения и эксплуатационный (фаза В), осуществляемый в процессе всего периода эксплуатации сооружения.

Применительно к подземным, в частности, магистральным газопроводам выполняется КМ, дифференцированный по четырем видам основных коррозионных поражений; вид I – локальная язвенная электрокоррозия в основном блуждающими токами от железных дорог, электрифицированных на постоянном токе, вид II – локальная язвенная электрохимическая, так называемая почвенная коррозия, возникшая, как правило, в грунтах средней и вы-

сокой агрессивности под действием коррозионных макро и микроэлементов, образующихся на электрохимически неоднородной поверхности трубопровода; вид III – коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) или стресс-коррозия, развивающаяся в виде колоний трещин, смыкающихся в главную трещину, приводящую к разрыву трубопровода и вид IV – язвенная подпленочная коррозия, развивающаяся в виде каверн и язвин на обширной поверхности трубопровода при соприкосновении агрессивного электролита со стальной стенкой трубы в зонах неплотного прилегания, основного слоя к трубе, либо в зонах отслаивания защитного покрытия от поверхности металла; в процессе эксплуатации газопровода.

Рассмотрим более детально распределение по фазам реализации КМ МГ для первого вида коррозии - электрокоррозии язвенного типа.

А. Предпроектный коррозионный мониторинг МГ, подверженных электрокоррозии "КМ А-1"

На рисунке 2 представлен алгоритм предпроектного мобильного коррозионного МГ в зонах действия блуждающих постоянных токов «КМ А-1». При выполнении мобильного мониторинга определяется: наличие блуждающих постоянных токов вдоль трассы проектируемого газопровода методом «креста», при котором выполняется регистрация разности потенциалов между двумя неполяризуемыми электродами сравнения, установленными по двум взаимно перпендикулярным направлениям с разносом 100 м. В зонах установленного по данным "КМ А-1" наличия блуждающих токов необходимо после укладки и засыпки газопровода (но не ранее чем через две недели) выполнить контроль опасности коррозии МГ блуждающими токами "КМ Б-1".

Б. Диагностический коррозионный мониторинг МГ, подверженных электрокоррозии "КМ Б-1"

На рисунке 3 представлен алгоритм диагностического мониторинга контроля опасности электрокоррозии газопровода блуждающими токами «КМ Б-1».

При мониторинге опасности электрокоррозии МГ блуждающими токами выполняют измерения (или регистрацию) разности потенциалов "труба-земля" с шагом 0,5 – 1 км в периоды пуска и прохождения не менее двух электропоездов в двух направлениях между ближайшими станциями (но не менее 10 минут измерений в период максимальной нагрузки). Далее определяется смещение максимального и минимального значения $U_{т-з}$ относительно стационарного потенциала трубопровода, измеренного в период минимальной нагрузки при отключенных средствах ЭХЗ. При положительных смещениях потенциала определяется коррозионная агрессивность грунта в зоне измерений.

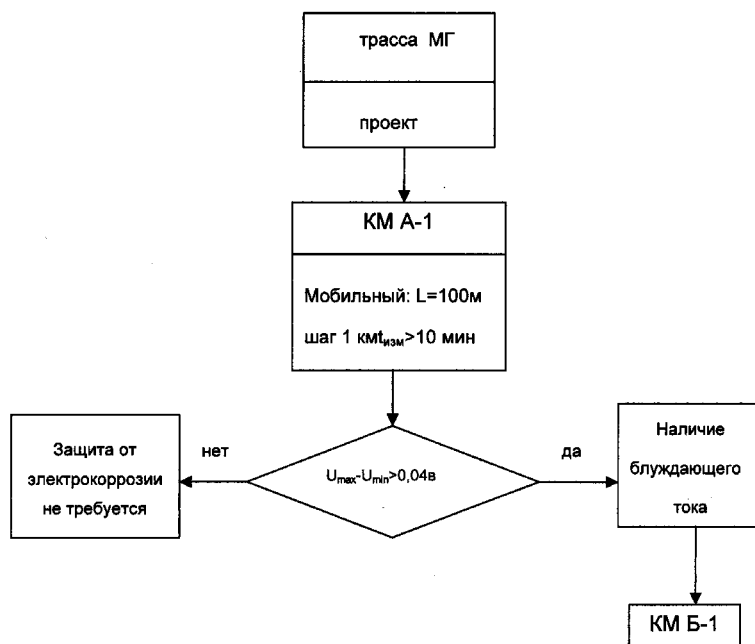


Рисунок 2 – Алгоритм предпроектного мобильного коррозионного мониторинга МГ в зонах действия блуждающих постоянных токов «КМА-1»

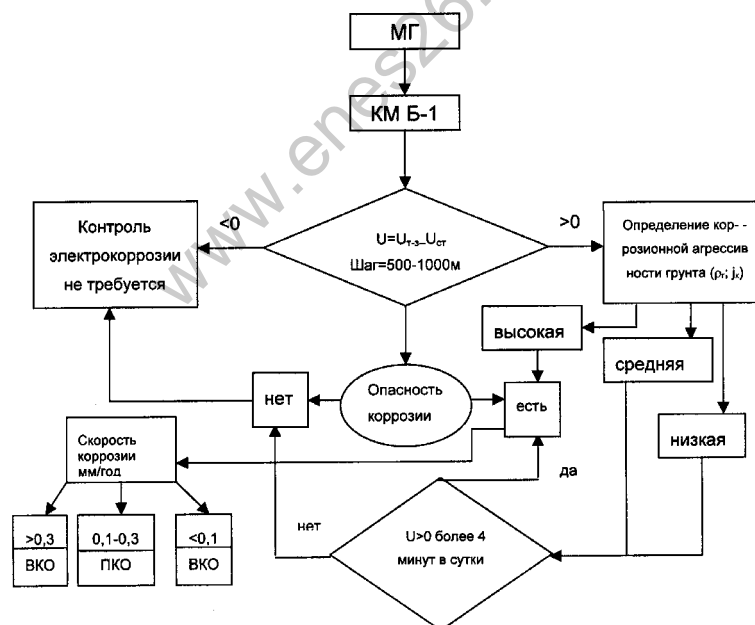


Рисунок 3 – Алгоритм диагностического коррозионного мониторинга опасности электрокоррозии МГ блуждающим постоянным током «КМ Б-1»

Опасность электрокоррозии подтверждается для высокоагрессивных грунтов при наличии хотя бы одного положительного значения смещения потенциала за период измерений. Для грунтов средней и низкой агрессивности она устанавливается, если суммарная приведенная продолжительность положительных смещений потенциала превышает 4 минуты в сутки.

На участках газопроводов, с установленной методом электрометрии опасностью электрокоррозии блуждающими постоянными токами, определя-

ется степень потенциальной коррозионной опасности по скорости коррозии при помощи индикаторов коррозии (ДК1Ц, ДК1П), установленных в стационарных КДП или методом мобильного коррозионного мониторинга высокочувствительным индикатором ВИК-1. Участки газопровода, на которых скорость коррозии превышает 0,3 мм в год, относятся к участкам высокой, при 0,1 – 0,3 мм в год – повышенной, а 0,01-0,1 мм в год – умеренной коррозионной опасности.

В. Эксплуатационный коррозионный мониторинг МГ, подверженных электрокоррозии "КМ В-1"

Эксплуатационный коррозионный мониторинг обеспечивает систематический контроль коррозии МГ в процессе эксплуатации. Он направлен на раннее выявление и предупреждение коррозионных поражений на магистральных газопроводах. "КМ В-1" выполняется после первого года их эксплуатации в рабочем режиме транспорта газа при запроектированных решениях и существующих режимах электрохимической защиты.

На рисунке 4 представлен алгоритм эксплуатационного коррозионного мониторинга МГ, подверженных электрокоррозии «КМ В-1». Алгоритм предусматривает комплексное определение потенциальной и реальной коррозионной опасности МГ.

В основе определения потенциальной коррозионной опасности лежат синхронные измерения разности потенциалов труба-земля в зонах повышенной коррозионной опасности, выявленных по результатам диагностического мониторинга. По данным синхронных и мобильных измерений потенциала выделяются анодные и знакопеременные зоны МГ и дифференцируются по степени потенциальной коррозионной опасности на ВКО, ПКО и УКО.

Реальная коррозионная опасность МГ определяется на базе оценки потенциальной коррозионной опасности и обработки данных внутритрубной дефектоскопии, которые уточняются инструментальным контролем коррозионных поражений стальной стенки трубы в шурфах. В итоге на участках ВКО выполняется ремонт коррозионных дефектов или замена труб, на участках ВКО и ПКО монтируются КДП в составе системы автоматического коррозионного мониторинга (типа «Пульсар»). В результате реализации алгоритма эксплуатационного мониторинга обеспечивается коррекция схем и режимов работы средств ЭХЗ, уточняются объемы и очередность ремонтов защитных покрытий, выполняется системный коррозионный анализ и дается долговременный прогноз коррозии на участках повышенной коррозионной опасности.

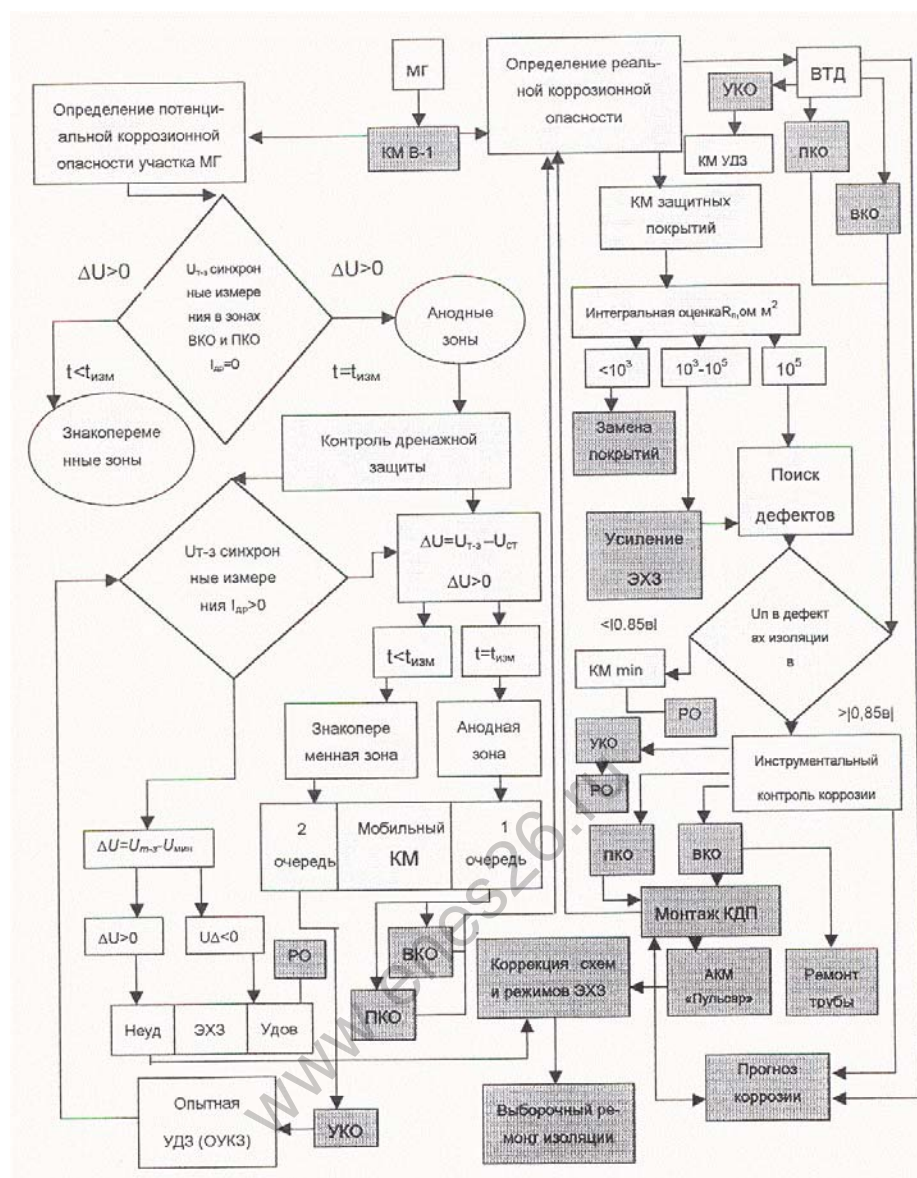


Рисунок 4 – Алгоритм эксплуатационного коррозионного мониторинга МГ

Приложение П2

Алгоритм компьютерной программы обработки результатов коррозионного мониторинга автоматизированной системой «Пульсар-1»*

Внедрение системы «Пульсар» предусматривает контроль и регистрацию следующих параметров коррозионного мониторинга:

- разность потенциалов труба-земля в точке дренажа УКЗ;
- поляризационный потенциал;
- сопротивление индикатора коррозии;
- ток выделения водорода;
- выходное напряжение и ток преобразователя катодной защиты;
- токи катодной защиты, распределяемые по плечам защиты и по ниткам газопровода;
- температура грунта.

Для контроля разности потенциалов труба-земля и поляризационного потенциала могут быть использованы датчики стационарного типа СИМФ-1, Ионит-1, МП-2, ЭНЕС и другие.

В качестве индикаторов коррозии могут применяться цилиндрические индикаторы коррозии ДК1-Ц со встроенным датчиком температуры и пленочные индикаторы ДК-1П на гибкой основе. Для интегральной оценки эффективности ЭХЗ используются те же индикаторы коррозии, а для настройки средств ЭХЗ на оптимальный режим высокочувствительные индикаторы коррозии ВИК-1 с рабочим элементом, напыленным по специальной технологии на диэлектрическую подложку. Для оценки опасности наводораживания стальной стенки трубы путем регистрации тока выделения водорода в электрохимической ячейке Деванатхана, могут использоваться индикаторы водорода типа ДН-1.

Все датчики коррозионных параметров, установленные в одной точке измерения на газопроводе, объединены в контрольно-диагностический пункт. Информация с этих датчиков по определенной программе поступает в интеллектуальный блок БУ системы «Пульсар», где она обрабатывается и заносится в блок оперативной памяти. При опросе данного блока с диспетчерского пункта эта информация передается в контролируемый пункт (КП) первого уровня КМ и вводится в персональный компьютер (АРМ-КМ).

Алгоритм компьютерной программы обработки результатов коррозионного мониторинга в системе «Пульсар» предусматривал вывод информации в табличном либо графическом виде, путем распечатки распределения параметров вдоль трубопровода.

Для вывода ТМ-информации оператор должен выбрать в строке системного меню пункт «Вывод», в результате на экране откроется подменю, представленное на рисунке 1.

* разработан ООО «Парсек»

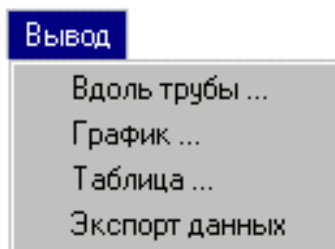


Рисунок 1 – Подменю для вывода ТМ информации

Вывод информации в табличном виде

Активизация процедуры вывода производится путем наведения курсора на надпись «Таблица...» в подменю «Вывод» и нажатия левой клавиши мыши. В результате на экране откроется диалоговое окно «Табличный вывод», имеющее вид, представленный на рисунке 2.

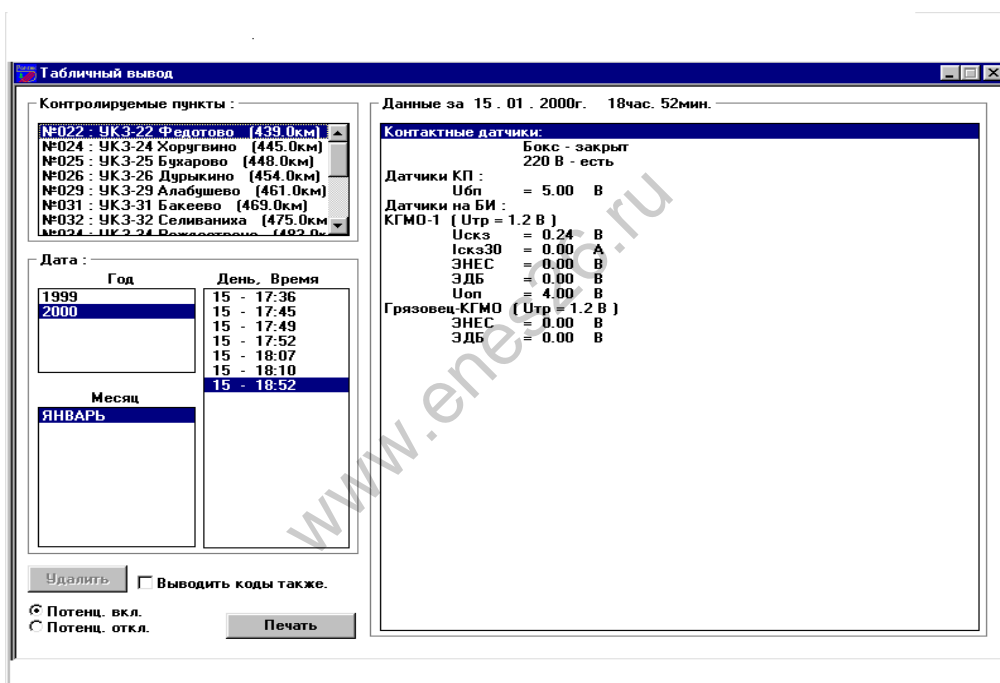


Рисунок 2 - Окно «Табличный вывод»

Для формирования параметров вывода ТМ-информации в табличном виде следует:

- выбрать в списке КП пункты, информацию о которых требуется получить;
- в списке «Дата» выбрать <год>, <месяц>, <день и время>.

В результате на экране в подокне «Данные за <дата время>» выдается соответствующая информация. Для вывода данных на печать необходимо нажать экранную кнопку «Печать».

Вывод информации в графическом виде

Активизация процедуры вывода производится путем наведения курсора на надпись «График...» в пункте меню «Вывод» и нажатия левой клавиши

мышью. В результате на экране откроется диалоговое окно «Отбор параметров для просмотра», имеющее вид, представленный на рисунке 3.

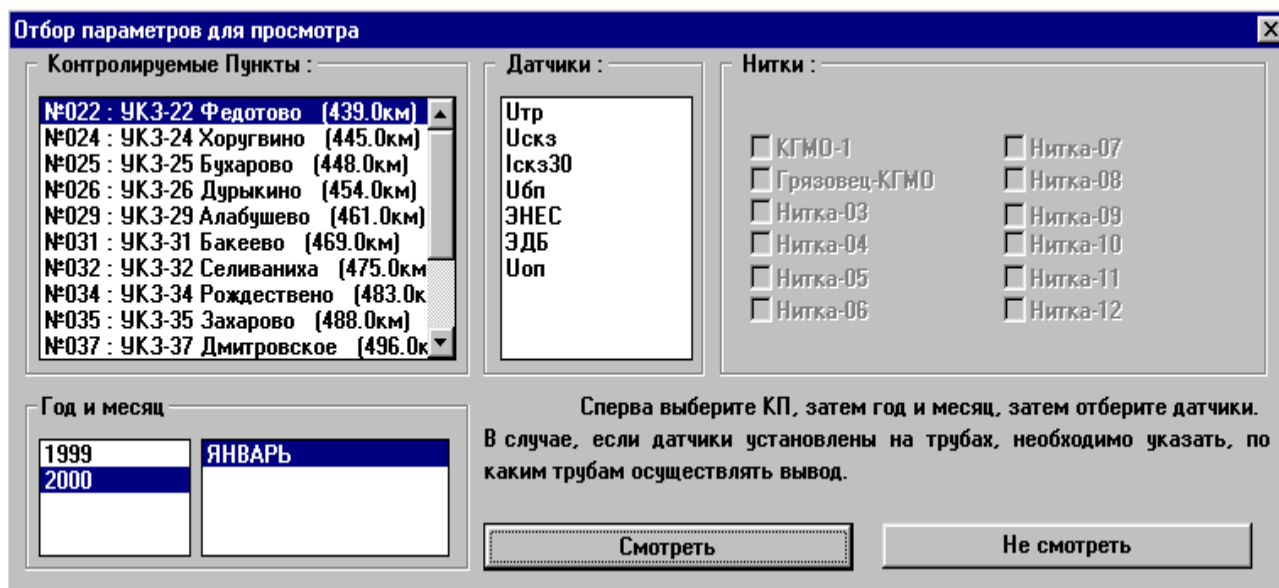


Рисунок 3 - Окно «Отбор параметров для просмотра»

Для формирования параметров вывода следует:

- выбрать в списке КП требуемые пункты;
- в списке «Год и месяц» выбрать <год>, <месяц>;
- выбрать в списке «Датчики» один или несколько интересующих датчиков (для выбора нескольких датчиков необходимо держать в нажатом состоянии кнопки «Shift» или «Ctrl»).

После этого система просмотрит архив и разрешит сделать выбор ниток трубопровода в списке «Нитки», на которых установлены выбранные датчики.

Внимание! Не следует выбирать без необходимости более одного, т.к. график выводится только по одному КП на одно экранное окно вывода. Однако графики могут быть выданы последовательно по нескольким КП в разных экранных окнах вывода.

Затем следует нажать экранную кнопку «Смотреть».

В результате на экране откроется окно «<Обозначение параметра> - просмотр параметров УКЗ - <номер, Название> (км):→ дата, год», в котором выдается соответствующая графическая информация (рисунок 4).

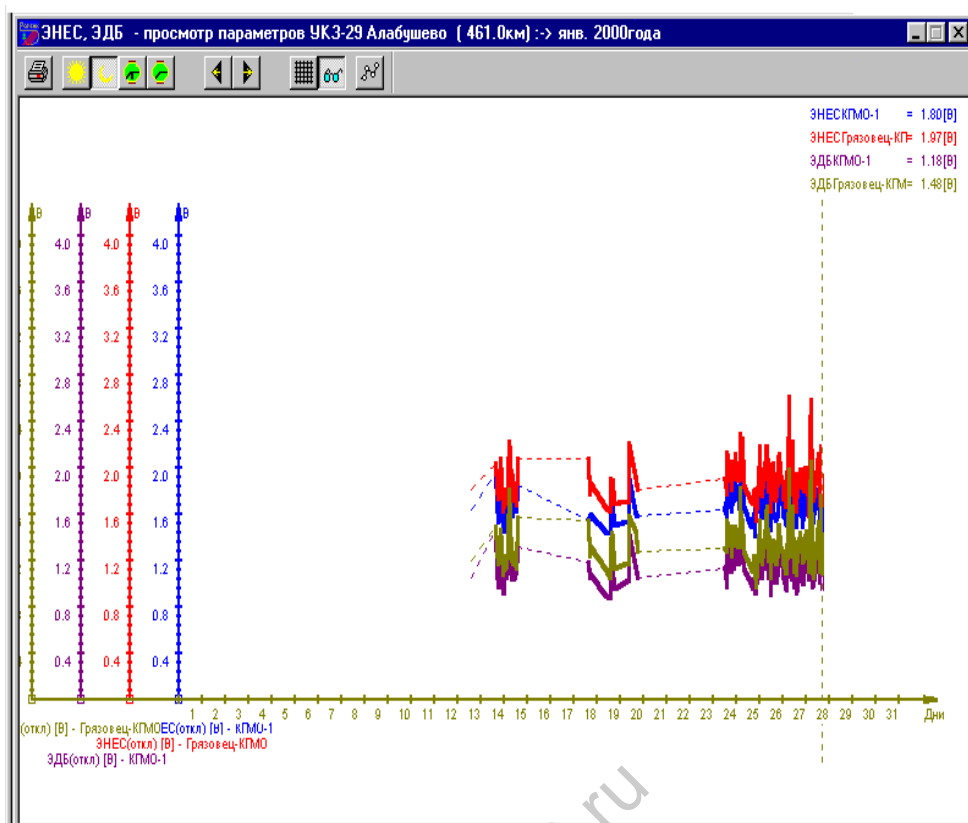


Рисунок 4 - Окно «Просмотр параметров»

Окно вывода содержит графики зависимости величины параметра от времени измерения этого параметра. График каждого из параметров выводится своим цветом. Оси координат при этом выходят из маленького квадрата, который, в свою очередь, является органом управления для перемещения графика на экране. Если совместить курсор с квадратиком и нажать левую клавишу мыши, а затем, не отпуская ее, перемещать курсор, то начало координат выбранного графика также будет перемещаться вслед за курсором.

Таким образом, можно совмещать начала координат нескольких графиков, что позволяет сравнивать значения параметров на графиках по величине.

Если сделать двойной щелчок по квадратику начала координат, то график свернется и останется только указатель начала координат и название графика.

Для обеспечения удобства работы с графиками в верхней части окна вывода имеется соответствующая панель с кнопками. Эти кнопки являются необходимыми органами управления для трансформирования графиков, представленных на экране, и обеспечивают следующие возможности (в соответствии с последовательностью их расположения слева направо):

- выдачи графика на печать;
- масштабирования графиков по времени – за год, за месяц, за сутки, за час;

- перемещения графика по времени в пределах выбранного масштаба – влево и вправо;
- переключения режимов представления данных:
- «сетка» – для отображения графиков на фоне сетки (рекомендуется использовать при выводе графика на печать);
- «указатель» – для точного определения значений параметров на графике (численная величина, соответствующая месту пересечения курсора-указателя с графиком, находится в правом верхнем углу окна графического вывода и отображается тем же цветом, что и сам график);
- «точки» – для отображения графиков в дискретном виде, состоящем из точек.

Вывод графиков можно производить последовательно для нескольких КП. При этом можно выводить график для следующего КП, не закрывая предыдущего окна вывода. Переходя от первого окна вывода ко второму можно последовательно просматривать информацию в этих окнах.

В системе «ПУЛЬСАР» предусмотрена возможность вывода графической информации о распределении параметров вдоль трубы. Для этого следует выбрать пункт подменю «Вдоль трубы...», при этом откроется диалоговое окно «Вывод распределения параметров вдоль трубы» (рисунок 5).

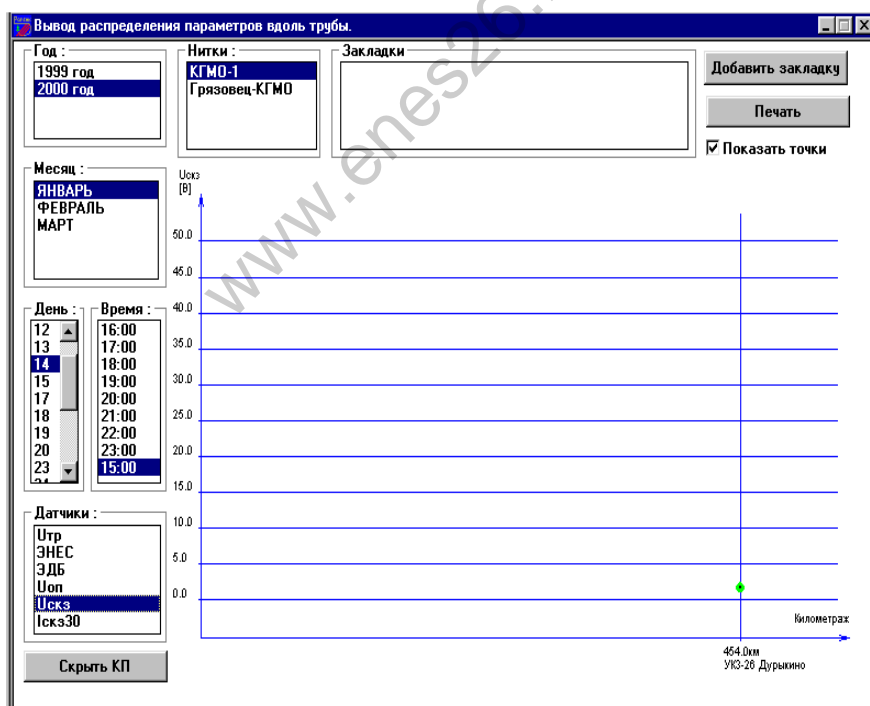


Рисунок 5 - «Вывод распределения параметров вдоль трубы»

Если есть потребность не отображать на графике «вдоль трубы» некоторые из КП, следует воспользоваться экранной кнопкой «скрыть КП» (расположена в левом нижнем углу окна), при этом откроется окно «Которые КП скрыть?» (рисунок 6), выбрать в списке те КП, которые необходимо скрыть и нажать кнопку «Выполнить».

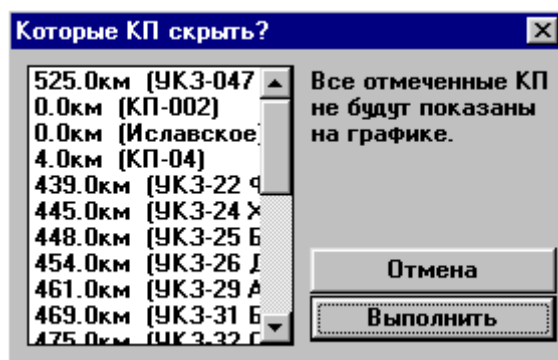


Рисунок 6 - Окно «Которые КП скрыть?»

Чтобы графическая зависимость параметра была отображена сплошной линией, необходимо в окошке «Показать точки» снять метку в виде галочки. Для выдачи графика на печать следует пользоваться кнопкой «Печать».

Экспорт данных

Функция экспорта данных введена в ПО системы «ПУЛЬСАР-К» для обеспечения возможности дальнейшей обработки полученной телеметрической информации с применением внешних по отношению к настоящей системе специальных или универсальных программ различного назначения (таких, как «MatCad», «Excel» и др.).

При экспорте данные записываются в отдельный файл с расширением «*.PRN». Это простой текстовый файл, состоящий из двух колонок:

- первая колонка – это время, представленное в минутах от начала месяца;
- вторая колонка – физическая величина, измеряемая датчиком в течение выбранного месяца.

Таким образом, каждая строка файла образует двойку координат «Время-Величина» для точек графической зависимости экспортируемого параметра.

Внимание! Во избежание возможной путаницы экспорт данных рекомендуется производить отдельно для какого-либо одного параметра за один месяц в отдельный файл.

Для экспорта данных требуется открыть пункт меню «Вывод», затем - «Экспорт данных», при этом откроется диалоговое окно «Отбор параметра для преобразования» (рисунок 7).

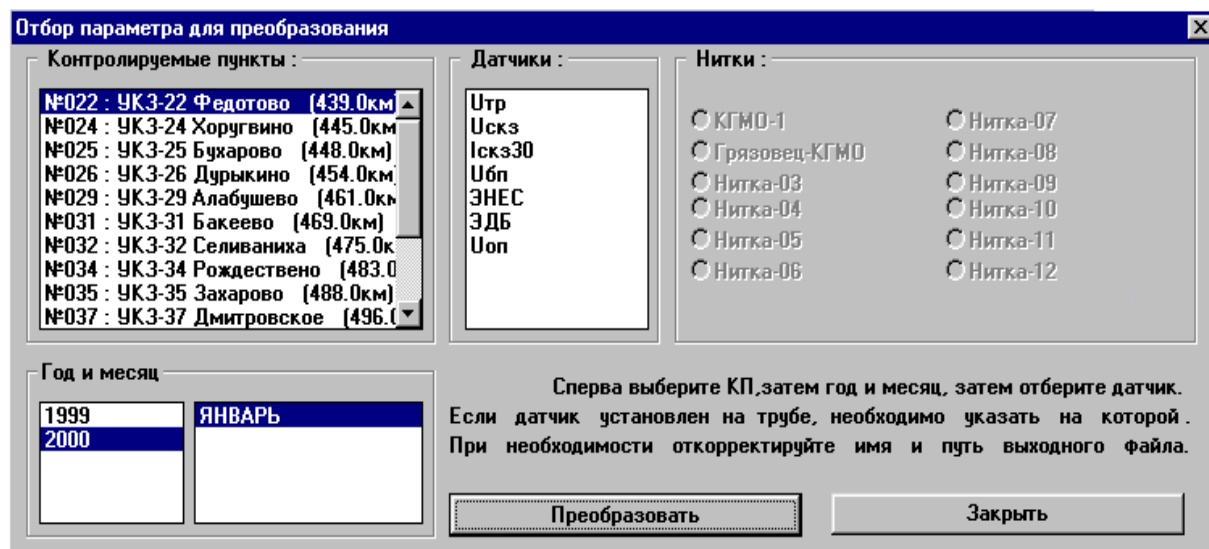


Рисунок 7 - Окно «Отбор параметров для преобразования»

Последнее очень похоже на окно отбора параметров для графического вывода данных, за исключением того, что в нем нельзя выбрать более одного параметра одновременно.

В окне следует выбрать КП, год, месяц, датчик и, при необходимости, указать нитку трубопровода, а затем нажать кнопку «Преобразовать».

В результате откроется диалоговое окно «Сохранить как...» (рисунок 8), в котором необходимо указать имя файла и директорию, куда его следует записать.

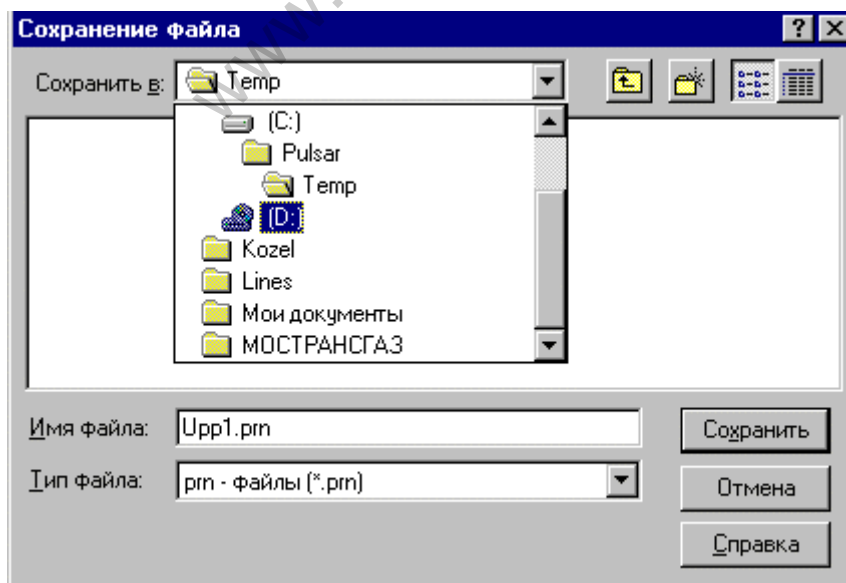


Рисунок 8 - Окно «Сохранить как...»

При необходимости экспортировать еще один параметр нужно, не закрывая диалогов «Отбор параметра для преобразования», выбрать параметр и еще раз нажать кнопку «Преобразовать», а затем указать имя файла и директорию.

Когда все необходимые преобразования по экспорту данных будут завершены, нажать кнопку «Заккрыть».

Вся информация, хранящаяся в памяти системы «Пульсар» имеет три уровня электронной защиты от несанкционированного доступа. Это уровень «диспетчера», «оператора» и «разработчика». Для открытия любого из этих уровней имеется свой специальный электронный кодовый ключ.

www.enes26.ru

Приложение ПЗ

Методические указания по измерению поляризационных потенциалов («БОС»- потенциалов) магистральных газопроводов

1 Настоящие Указания по измерениям поляризационных потенциалов рекомендуются для регламентных измерений в соответствии с Разделом 8 Правил Технической эксплуатации магистральных газопроводов (ВРД 39-1.10-006-2000*) и ГОСТ Р 51164-98.

2 Согласно предлагаемой технологии, поляризационный потенциал измеряют в специально оборудованных контрольно-измерительных пунктах с помощью специальных зондов.

3 Технология измерений основана на методе измерения с помощью электролитического ключа, встроенного в центральную часть рабочей поверхности вспомогательного электрода (стационарный измерительный модуль СИМФ-1).

4 Для измерений применяются:

- 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, а также электронные регистраторы или самопишущие приборы – РАД-256, Минилог, Э-3101 и др.;
- измерительные (калиброванные) шунты;
- катушка с полевым проводом и счетчиком расстояния. Длина провода не менее 500 метров;
- медносульфатный электрод сравнения (переносной, например, ЭН-1).

5 Стационарный измерительный модуль СИМФ-1.

5.1 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.

5.2 Модуль представляет собой устройство, устанавливаемое в грунт на глубину оси газопровода рядом с контролируемым газопроводом на продолжительное время. Устройство (рисунок 1) включает вспомогательный электрод, мембрану и "электролитический мост" в виде трубки, выводимой на поверхность земли. Во внутреннюю полость модуля заливается грунтовая вода или вода, по составу близкая к грунтовой. Вспомогательный электрод постоянно подключен к трубе через КИП.

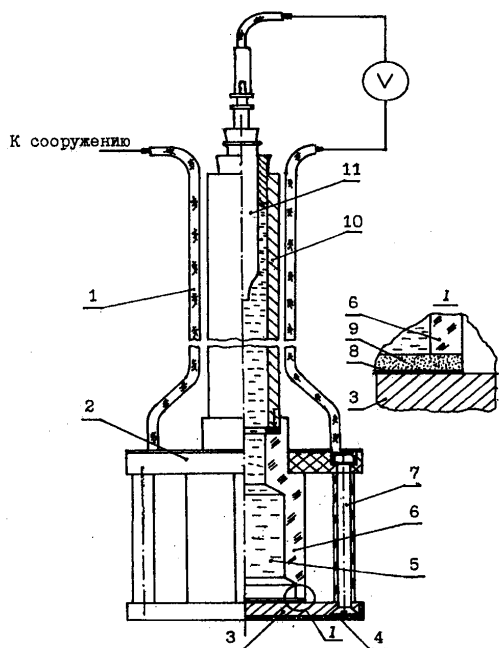


Рисунок 1 – Схема измерительного модуля СИМФ-1

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

5.3 Для проведения измерений не требуется отключений (прерываний поляризации) вспомогательного электрода от газопровода. Измерения выполняются с помощью обычных высокоомных вольтметров и стандартных хлор-серебряных или каломельных электродов, серийно выпускаемых промышленностью, которые на время проведения измерений устанавливаются в верхний конец измерительной.

6 Измерение потенциалов без омической составляющей («БОС»-потенциалов).

6.1 «БОС» - потенциалы, измеряются с помощью стационарных измерительных модулей СИМФ-1.

Модуль устанавливается в шпур, пробуренный до уровня оси трубы рядом с боковой образующей газопровода, по схеме приведенной на рисунке 2.

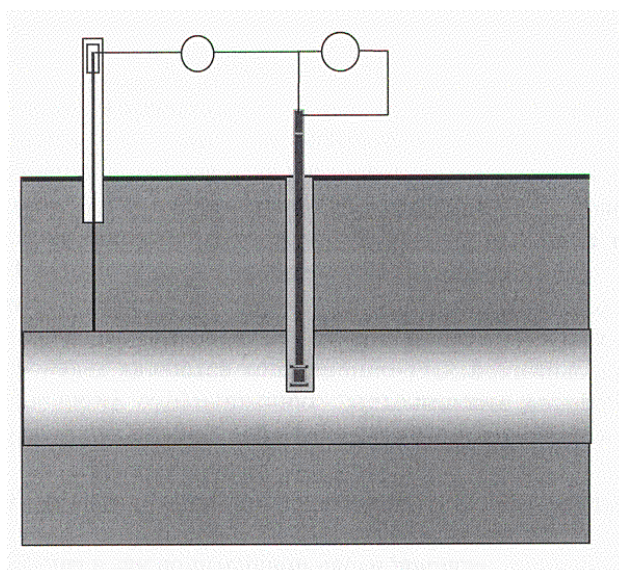


Рисунок 2 – Схема монтажа и измерений с помощью измерительного модуля СИМФ-1

6.3 Вспомогательный электрод модуля обжимается увлажненным грунтом, извлеченным из шпура и, вместе с обжатым грунтом, опускается в шпур.

6.4 Модуль, установленный на дно шпура, засыпается грунтом, извлеченным из шпура в процессе бурения с послойным уплотнением. Высота засыпки должна быть не менее 25 - 30 см.

6.5 Соединительная трубка выводится на поверхность земли, на высоту 20-30 см. Во внутреннюю полость модуля заливается грунтовая вода, при отсутствии грунтовой воды можно залить воду из ближнего водоема или ручья.

6.6 Вспомогательный электрод модуля подключается к газопроводу через КИП на весь период измерений; при этом допускается применение "длинного провода" для проведения измерений на участках газопровода, не имеющих КИП.

6.7 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.

6.8 Измерения «БОС»-потенциалов выполняются высокоомным вольтметром с входным сопротивлением не менее 20 МОм.

6.9 Для контроля правильности измерений поляризационного потенциала с помощью модуля измеряют также и потенциал отключения вспомогательного образца с применением приборов ПКО, ПКИ или 43313.

6.10 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 двух приборов измерения потенциала и тока можно проводить одновременно.

7 Особенности измерений на участках МГ в зонах действия блуждающих токов.

7.1 На участках МГ в зонах действия блуждающих токов при проведении измерений применяют регистрирующие приборы (РАД-256, Минилог, Э-3101 и пр.).

7.2 В каждом пункте, где выполняются измерения, регистрируют потенциалы и силу тока в цепи "труба - вспомогательный образец" в течении 24 часов. В период интенсивного движения поездов допускается выполнять измерения в течение 3-4 часов.

7.3 При обработке результатов измерений, определяют длительность и среднюю силу анодного тока (тока текущего в направлении от трубы к вспомогательному электроду).

Вероятную скорость коррозии $V_{\text{вл}}$ определяют из выражения:

$$V_{\text{вл}} = \frac{1,17 \cdot Y_{\text{вс.ср}} \cdot t_a}{t_{\text{изм}} \cdot S_{\text{вс}}}, \text{ мм/год} \quad (1)$$

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.

7.4 Вероятная глубина коррозионного поражения трубы равна:

$$\delta_K(t) = V_{\text{вл}} * t_K \quad (2)$$

где t_K - время коррозии, годы.

7.5 Вероятную глубину коррозионного поражения рассчитывают на следующие моменты времени:

- на момент выполнения измерений;
- на момент образования опасного (критического) дефекта.

8 Обработка результатов измерений

8.1 При проведении измерений результаты заносятся в полевой носитель информации.

8.2 Среднее значение поляризационного потенциала в каждой точке U_n , В вычисляют по формуле:

$$U_{n \text{ ол}} = \sum_{i=1}^n U_{n \text{ оли}} / n$$

где: $U_{\text{пол}}$ - измеренные значения потенциалов за период измерений, В
 n - общее число измерений.

8.3 В рабочий журнал заносятся и режимы работ УКЗ, обеспечивающих защиту обследуемого участка.

8.4 Полученные результаты измерений представляют диаграммой в виде трех кривых, с указанием режимов работы УКЗ:

1 кривая - разность потенциалов труба-земля, построенная по всей протяженности трубопровода с шагом 2-5 метров.

2 кривая - поляризационный потенциал, построенная только на участках зафиксированных сквозных дефектов в защитном покрытии с обязательной привязкой дефектов к трассе газопровода.

3 кривая – плотность тока "труба-вспомогательный электрод".

8.5 По результатам анализа диаграммы определяют участки газопровода с неэффективной защитой, т.е. имеющие недостаточный или избыточный уровень защиты по ГОСТ Р 51164.

8.6 После проведения анализа, если измеренные поляризационные потенциалы выходят за рамки регламентируемых ГОСТ Р 51164, изменяют режимы работы УКЗ для обеспечения оптимального распределения потенциалов на обследуемом участке и проводят контрольные измерения в точках с неэффективной защитой.

www.enes26.ru

Приложение П4

Результаты экспериментальных исследований по созданию основных элементов коррозионного мониторинга магистральных газопроводов

1 Постановка задачи исследования

В данном разделе подведены итоги многолетних экспериментальных исследований коррозии и эффективности защиты газопроводов по данным коррозионного мониторинга с использованием индикаторов коррозии различных видов и индикаторов водорода.

Первый тип коррозионных разрушений - язвы, каверны, питтинги - довольно медленно развиваются во времени, и их рост эффективно подавляется электрохимической защитой.

Коррозионное растрескивание под напряжением – явление более сложное и проявляется при одновременном воздействии на трубу растягивающих напряжений (внутритрубногo давления газа) и физико-химических реакций на границе металл-среда.

Теоретически коррозионное растрескивание под напряжением может наблюдаться и в условиях электрохимической защиты, когда на трубе выделяется водород и становится возможным локальное водородное охрупчивание (когда рост ранее образовавшейся коррозионной или технологической трещины инициируется повышением концентрации водорода в вершине трещины).

В области потенциалов коррозии стали (т.е. в отсутствии электрохимической защиты или ее низкой эффективности) возникновение и рост трещин инициируется активным анодным растворением стали в вершине трещины.

В современной практике контроля коррозионного состояния трубопроводов применяют главным образом электрометрические, визуальные (шурфование) и внутритрубные методы определения возможности коррозии или фактического состояния стенки трубы. Все эти методы весьма трудоемкие и анализ результатов измерений часто приводит к неоднозначным заключениям.

Главной задачей выполненных исследований была разработка нового подхода к оценке коррозионного состояния магистральных газопроводов на основе сенсорных устройств (индикаторов коррозии), с помощью которых можно было бы измерять и контролировать:

скорость коррозии стальной трубы в дефектах изоляционного покрытия при наличии и в отсутствии электрохимической защиты;

степень наводораживания стального трубопровода в зонах, прилегающих к станциям катодной защиты, с целью предупреждения опасности водородного растрескивания стали.

Работа, предусматривала разработку критериев и создание системы коррозионного мониторинга, с помощью которых можно было бы оценивать изменение коррозионного состояния подземного объекта во времени и полу-

чать более достоверные данные для оценки эксплуатационного ресурса магистрального трубопровода.

2 Принцип действия и конструктивные особенности индикаторов коррозии

В целях контроля среднестатистической скорости коррозии (или потенциально возможной максимальной коррозии) на любом участке трассы газопровода ИФХ РАН и ВНИИГАЗом разработаны резисторные индикаторы коррозии трех типов. Принцип работы резисторных индикаторов давно известен и они широко применяются для контроля коррозии технологического оборудования или специальных конструкций, особенно в труднодоступных местах.

В предлагаемых конструкциях индикаторов в качестве чувствительных элементов используется стальная фольга или напыленный слой железа. В первом типе индикатора полоска фольги (рисунок 1а) наклеена на толстую (1мм) полиэтиленовую пленку. Ширина полоски составляет около 10 мм при толщине 0,1 мм и длине 7 м. Индикатор выполнен в виде печатной сборки размером 100х6 см. Середина чувствительного элемента электрически контактирует с трубой. Начальное сопротивление индикатора равно приблизительно 1,2-1,4 Ом.

Второй тип индикатора представляет пластмассовую трубку (рисунок 1б) диаметром 4 см и длиной 40 см с намотанной на нее полоской стальной фольги. Ширина полоски фольги равна 3 мм. Начальное сопротивление такого (цилиндрического) индикатора около 10 Ом.

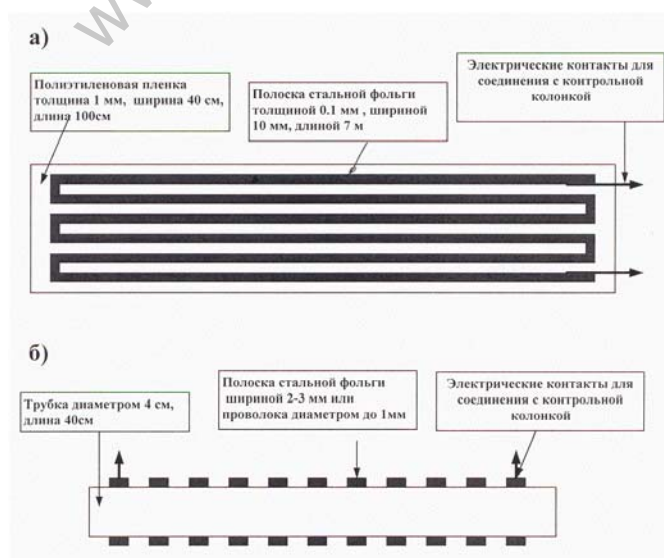


Рисунок 1 – Эскиз резисторных индикаторов коррозии

Индикаторы размещаются на трубе (в процессе строительства, контрольного шурфования или ремонта) и с помощью низкоомного кабеля соединяются с контрольной колонкой. В процессе коррозии толщина чувствительного элемента уменьшается и соответственно увеличивается электрическое сопротивление датчика.

Кроме того, для экспресс-оценки скорости коррозии разработан третий тип индикаторов, в которых в качестве рабочего элемента использован слой напыленного металла, толщиной от 0,02 до 0,2 мкм. Использование индикаторов третьего типа позволяет определять реальные скорости коррозии на участках газопровода в течение от нескольких часов до нескольких суток. Чувствительность индикаторов этого типа составляет $1 \cdot 10^{-3}$ мкм.

Из скорости увеличения сопротивления рассчитывается реальная коррозия стали в данных условиях. Глубину проникновения коррозии (Δd) определяют из выражения:

$$\Delta d = 365 d_0 (1 - R_0 / R_\tau) / \tau, \quad (2.1)$$

где: d_0 – начальная толщина фольги,

R_0 и R_τ – начальное и через время τ сопротивление датчика.

3 Область применения индикаторов коррозии

Определение скорости подземной коррозии локальных сооружений по скорости коррозии стали в грунтах. В этом случае индикатор размещают на заданной глубине в грунте и периодически измеряют его электрическое сопротивление. На рисунке 2 приведена кривая изменения сопротивления индикатора в реальном песчаном грунте (на глубине 0,7 м) с низким содержа-

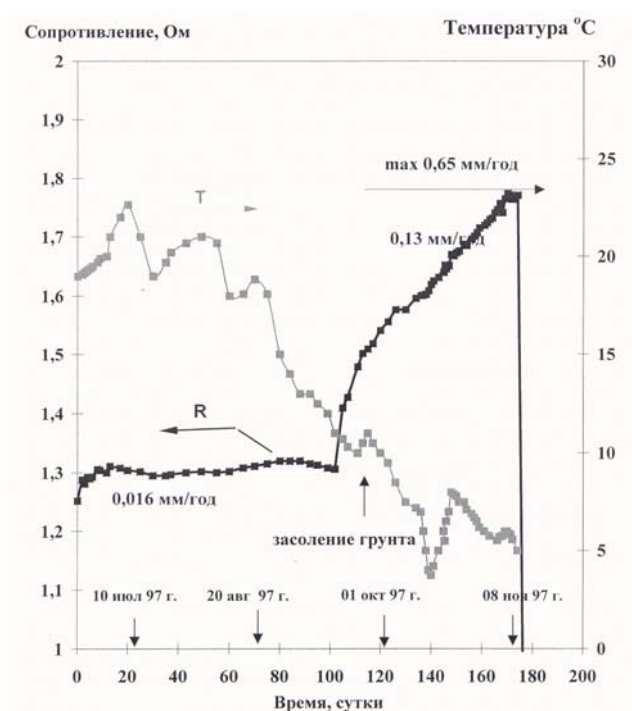


Рисунок 2 – Изменение приведенного сопротивления индикатора коррозии и температуры грунта

нием растворимых солей (начальный участок кривой) и после искусственного засоления (хлористым натрием). Скорость коррозии стали на этих участках составляла 0,016 и 0,13 мм/год соответственно. Засоление грунта привело к 8-10 кратному увеличению коррозионной активности среды.

Известно, что коррозия стали в грунтах носит не равномерный характер и сопровождается образованием язв и питтингов – наиболее опасных коррозионных поражений для напорных трубопроводов.

Применение индикаторов коррозии позволяет определять скорость роста язв. Так из рисунка 2 видно, что индикатор коррозии вышел из строя (вследствие локального проржавления чувствительного элемента – фольги толщиной 0,1 мм) через 70 суток после засоления грунта.

Если бы коррозия протекала равномерно, то для полного растворения чувствительного элемента (при скорости равномерного растворения 0,13 мм/год) потребовалось бы около 300 суток. Следовательно, скорость роста язвы составляла не менее 0,65 мм/год.

В сильно агрессивных грунтах процесс локализации коррозии проявляется более отчетливо. Так в песке, увлажненном 3% раствором NaCl (до 10% общей влажности) при температуре 20,5 °С (рисунок 3) скорость равномерной (общей) коррозии по данным индикаторов коррозии составляла 0,33 мм/год. Вычисленная из потери массы параллельно испытанных образцов она составляла 0,35 мм/год. Индикатор вышел из строя через 11 суток испытаний. Таким образом, скорость роста язвы была не менее 3,3 мм/год.

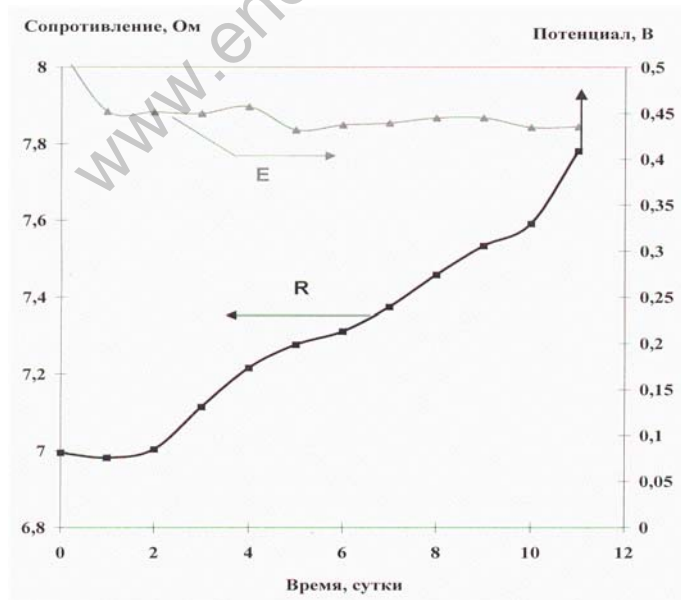


Рисунок 3 – Зависимость сопротивления и потенциала индикатора коррозии в засоленном грунте

Из сопоставления данных (таблица 1) рисунков 2.2 и 2.3 видно, что скорость роста язв в 5-10 раз превосходит скорость общей коррозии, рассчитанной из показаний индикаторов коррозии или из потерь массы образцов,

Эти коэффициенты могут быть использованы для грубой оценки (прогноза) остаточного ресурса подземной конструкции.

Таблица 1 – Скорость коррозии для различных грунтов, определенная по показаниям индикаторов коррозии

Грунт	Скорость коррозии по индикатору коррозии, мм/год	
	общая	язвенная
Песчаный незасоленный	0,016	-
Песчаный засоленный	0,13	0,65
Песок влажностью 10%, засоленный	0,33	3,3

Оценка степени электрохимической защиты локального участка трубопровода. В этом случае индикатор коррозии соединяют с защищаемым сооружением и контролируют изменение его сопротивления. На рисунке 4 приведены кривые изменения сопротивления и потенциала индикатора коррозии, соединенного с модельным трубопроводом, до включения катодной

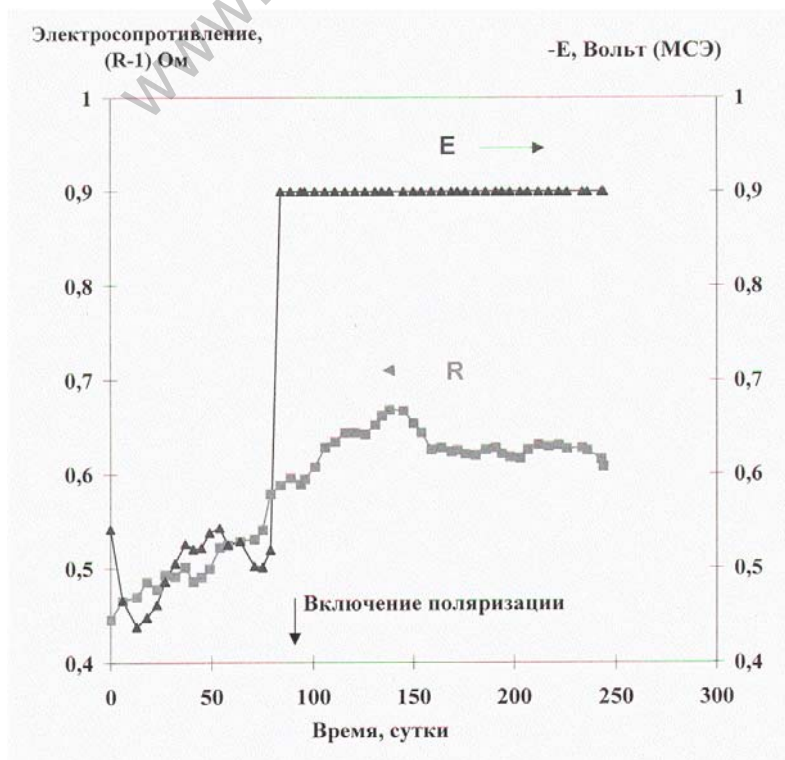


Рисунок 4 – Изменение сопротивления и потенциала индикатора коррозии при поляризации

защиты и после наложения потенциала, равного $-0,9$ В по отношению к насыщенному медно-сульфатному электроду.

Как видно из приведенного рисунка скорость коррозии стали при указанном потенциале существенно уменьшилась. Продолжающийся после включения катодного тока рост сопротивления индикатора коррозии связан с увеличением температуры грунта в весенне-летний период. Степень защиты трубопровода (η) определяется из выражения:

$$\eta = (1 - \Delta d_3 / \Delta d_{6.3}) 100\%, \quad (2.2)$$

где Δd_3 и $\Delta d_{6.3}$ скорости коррозии, рассчитанные из показаний индикатора коррозии, присоединенного к трубе и вне контакта с ней (или второго независимого индикатора коррозии).

Пример:

$$\Delta d_3 = 0,01 \text{ мм/г}$$

$$d_{6.3} = 0,13 \text{ мм/год}$$

$$\eta = (1 - 0,1) 100 = 90\%$$

Использование индикатора коррозии позволяет существенно сократить объем диагностических работ по определению эффективности систем электрохимической защиты подземных трубопроводов.

Интегральная оценка влияния блуждающих токов на коррозию трубопровода. Величина и полярность блуждающего тока может быть определена посредством включения регистрирующего прибора в разрыв цепи труба-индикатор коррозии. Суммарный материальный эффект коррозии, обусловленный блуждающими токами (в т.ч. знакопеременными), определяется из скорости изменения сопротивления индикатора, поскольку скорость растворения стали прямо пропорциональна плотности анодного тока.

Среднюю плотность блуждающего тока анодного направления (i_a) за период времени ($\Delta \tau$) после подключения индикатора коррозии рассчитывают из выражения:

$$I_a = 31 d_0 (1 - R_0 / R_\tau) / \Delta \tau \text{ мА/см}^2, \quad (2.3)$$

где $\Delta \tau$ - время в сутках; d_0 - начальная толщина чувствительного элемента индикатора коррозии в мм.

4 Оценка влияния температуры на показания индикаторов коррозии

Поскольку чувствительным элементом индикаторов коррозии является стальная фольга, то изменение сопротивления индикатора коррозии может быть связано не только с коррозией, но и с влиянием температуры среды. На глубине залегания трубопровода температурный цикл грунта может лежать в диапазоне от 0 до $+20^\circ\text{C}$. Температура стенки трубы обычно находится в диапазоне от 20 до 40°C . Поэтому при определении скорости коррозии трубо-

провода по индикатору коррозии следует вносить поправку на его температуру.

Зависимость сопротивления индикатора коррозии от температуры, как и для любого металлического проводника, описывается уравнением:

$$R_t = R_0(1 + \alpha t), \quad (2.4)$$

где R_t и R_0 – сопротивление при температуре t и $t = 0$; α – температурный коэффициент сопротивления. Величина α для индикатора коррозии, определенная нами в лабораторных и натурных условиях, оказалась равной 0,0046.

Знание температуры грунта позволяет, используя (2.4), привести показания индикатора коррозии (R_t) к одной температуре (например, к нулю) и тем самым исключить ее влияние на расчетную величину коррозии. На рисунке 5 сопоставлены кривые, характеризующие изменение сопротивления индикатора коррозии во времени без учета температуры и с ее компенсацией. Во втором случае более отчетливо (на начальном участке) проявляется рост сопротивления индикатора, обусловленный коррозией.

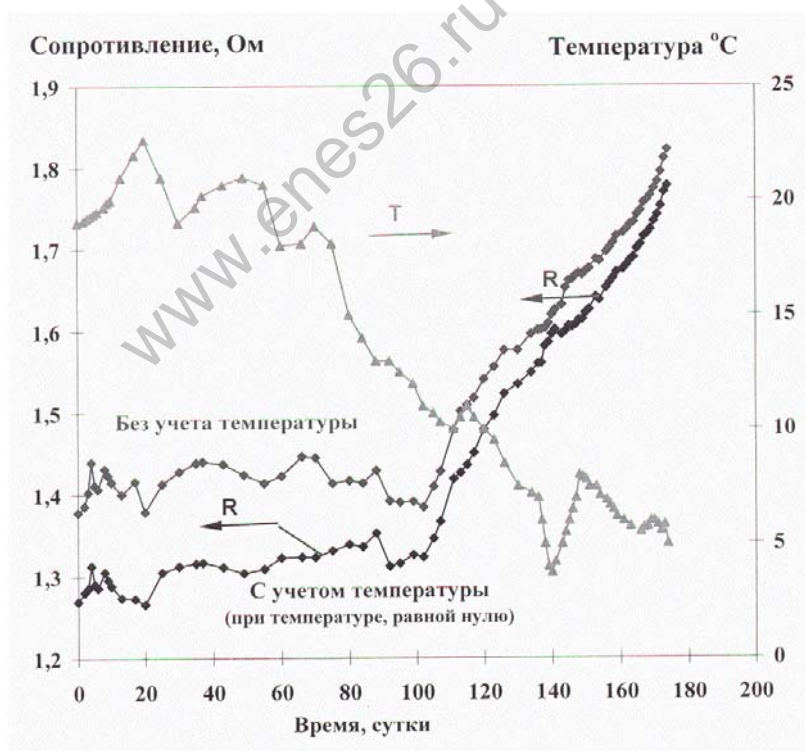


Рисунок 5 – Влияние температуры на показания индикатора коррозии

Можно рассчитать абсолютную величину погрешности, которую вносит температура при расчете коррозии из уравнения (2.1). Так изменение температуры грунта в интервале 30° равноценно изменению $\Delta d = 0,012$ мм. Это соответствует скорости коррозии стали в неагрессивном грунте (рисунок

2.2) и составляет 3-10% от скорости коррозии и коррозионно-агрессивных грунтах (рисунок 5). Следовательно, погрешность в измерении скорости коррозии с помощью индикатора коррозии со стальным чувствительным элементом, без контроля температуры среды, возрастает с уменьшением коррозионной активности грунта, или с увеличением степени электрохимической защиты подземного сооружения.

5 Индикаторы контроля наводораживания стальных труб

Известно, что растворение атомарного водорода в стали приводит к ее водородному охрупчиванию. В принципе, источниками водорода на подземных трубопроводах могут быть коррозионно-электрохимические реакции, в том числе катодные реакции с водородной деполяризацией на трубопроводах в зонах дренажа токов катодной защиты.

Поэтому вопрос о возможности коррозионного растрескивания трубопроводов за счет водородного охрупчивания (т.е. в условиях электрохимической защиты) оставался до последнего времени открытым и, прежде всего по причине отсутствия удобных методов определения в трассовых условиях концентрации водорода (C_H), растворенного в стенке трубы.

Вместе с тем лабораторными коррозионно-механическими испытаниями установлено, что распространение предварительно сформированной трещины в стальном образце определяется величиной коэффициента критической интенсивности напряжений (K_{iscc}), который зависит как от физико-механических свойств материала, растягивающих напряжений, так и от концентрации водорода (C_0) в стали. Эта зависимость описывается для стали X70 выражением:

$$K_{iscc} = 89 \exp(-0,09C_0) \quad (2.5)$$

Таким образом, определив концентрацию водорода C_0 в трубе можно оценить вероятность водородного охрупчивания трубопровода. Эта задача решена нами путем разработки конструкции полевого индикатора наводораживания.

На рисунке 6 приведен эскиз одного из типов индикатора наводораживания. На дне цилиндрического стакана из пластика установлен графитовый катод под слоем двуокиси марганца, который армирован сепаратором. Анодом служит стальная мембрана толщиной 0,1 мм. Ячейка заполняется 0,1 М КОН. Генерируемый ячейкой ток снимается с контактов.

Принцип работы индикатора водорода заключается в том, что при размещении его в грунте на уровне трубы и соединении мембраны с трубой она приобретает потенциал трубы. Образующийся на внешней поверхности водород (в результате электрохимических реакций) диффундирует через мембрану и окисляется на внутренней стороне. Возникающий при этом электрический ток строго равен диффузионному потоку водорода через мембрану и описывается уравнением:

$$I_H = C_0 F D S \delta / M_H L \quad (2.6)$$

или

$$C_0 = M_H I_H L / F D \delta, \quad (2.7)$$

где C_0 – концентрация водорода в стали; M_H – молекулярная масса водорода (1 г/моль); I_H – ток проникновения водорода (мкА); L – толщина мембраны (в см.); F – число Фарадея; D – коэффициент диффузии водорода (см²/с); δ – плотность стали (г/см³); $S = 20$ см² (для нашего индикатора водорода).

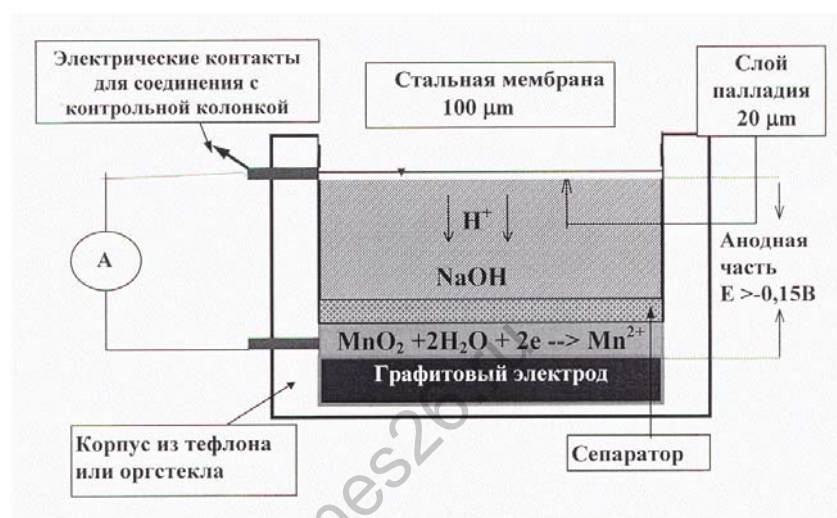


Рисунок 6 – Эскиз индикатора водорода

Таким образом, ток, производимый индикатором водорода, характеризует количество (концентрацию) водорода, растворенного в стали. Величина тока индикатора зависит от потенциала трубы и физико-химических свойств грунта. В качестве примера на рисунке 7 показана зависимость тока индикатора водорода от потенциала мембраны в естественном ($r > 10$) и сильно засоленном ($r < 10$ Ом.м) грунтах. В общем случае ток индикатора определяется кинетикой катодной реакции разряда водорода на внешней поверхности мембраны (трубы).

6 Результаты применения индикаторов коррозии на магистральных трубопроводах

Первые индикаторы коррозии были размещены на действующем газопроводе «Грязовец», СКЗ с. Иславское, Ногинского ЛПУ, Крюковской ЛЭС. Несколько десятков индикаторов было установлено на шести нитках аварийного участка газопроводов Краснотурьинского узла ООО «Тюментрансгаз». Значительная часть индикаторов функционировала в системе телеметрии, охватывающей сеть контрольно-диагностических пунктов, установленных на Краснотурьинском узле.

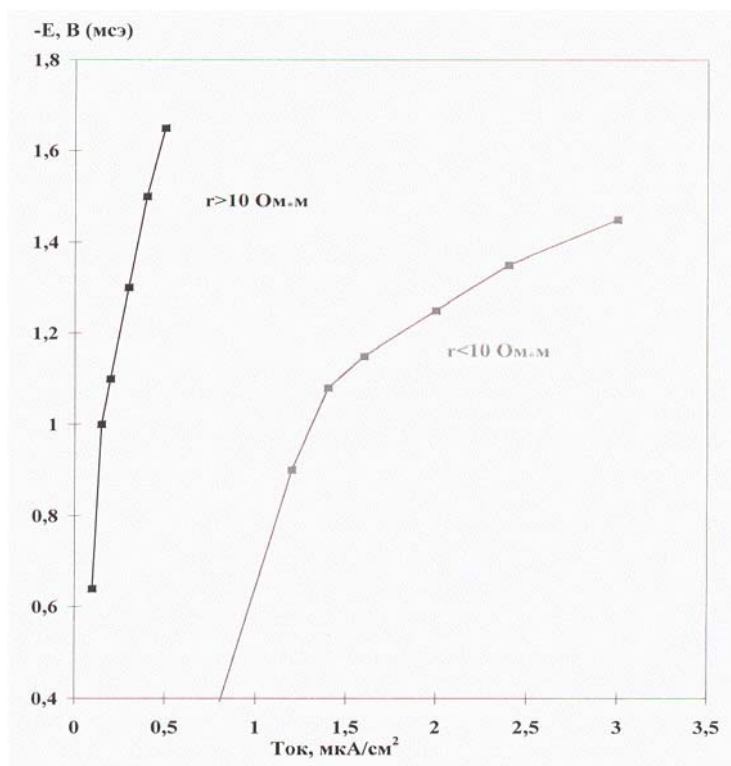


Рисунок 7 – Зависимость тока индикатора водорода от потенциала в песчаном грунте

На рисунке 8 показано изменение сопротивления 2-х индикаторов коррозии, соединенных с трубой, и потенциала трубы за весь период наблюдений. Можно заметить, что сопротивление индикаторов коррозии с годовой регулярностью повторяет синусоидальное изменение, причем амплитудные значения остаются неизменными.

Потенциал трубопровода (без учета омической составляющей) по абсолютной величине превосходит минимальный защитный потенциал. Следовательно, периодическую повторяемость показаний индикаторов коррозии следует отнести к влиянию сезонных температур грунта на сопротивление датчиков.

Это предположение подтверждено дополнительными измерениями температуры грунта на глубине залегания индикаторов. На рисунке 9 приведен фрагмент кривых рисунка 8 с данными о температуре грунта. Диапазон изменения температуры лежал в интервале от +2 до +18. Учет влияния температуры на показания индикаторов коррозии (по уравнению 2.4) привел к постоянной величине сопротивления индикатора коррозии по уравнению 4 (рисунок 10). Следовательно, на протяжении более чем 3-х лет трубопровод, проходящий в этом районе, был полностью защищен, несмотря на кратковременные перерывы в работе станции катодной защиты и наличие знакопеременных блуждающих токов от ближайшей железной дороги, электрифицированной на постоянном токе.

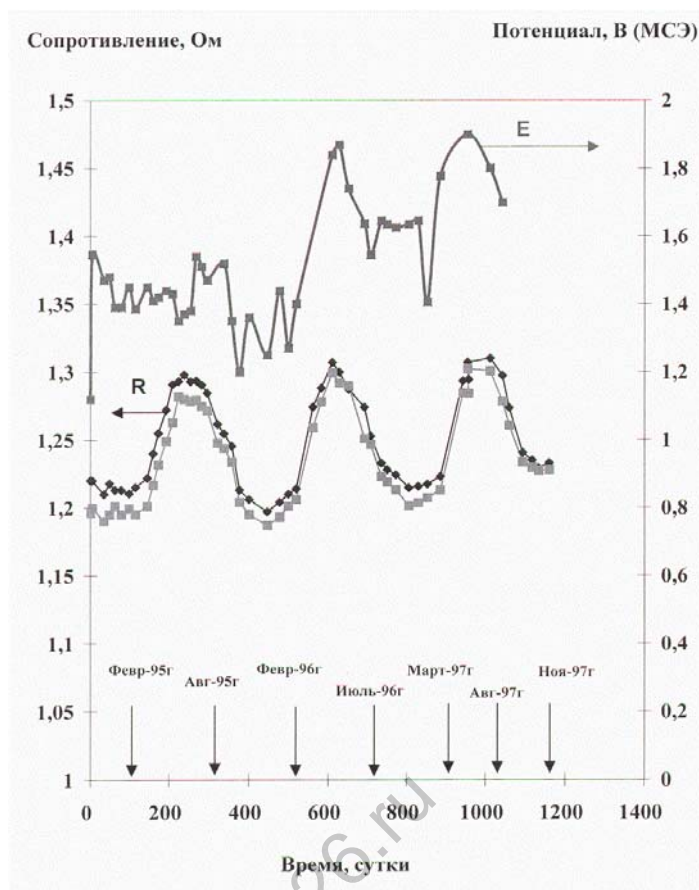


Рисунок 8 – Изменение сопротивления индикатора коррозии и потенциала трубы на КП 1 (Иславское)

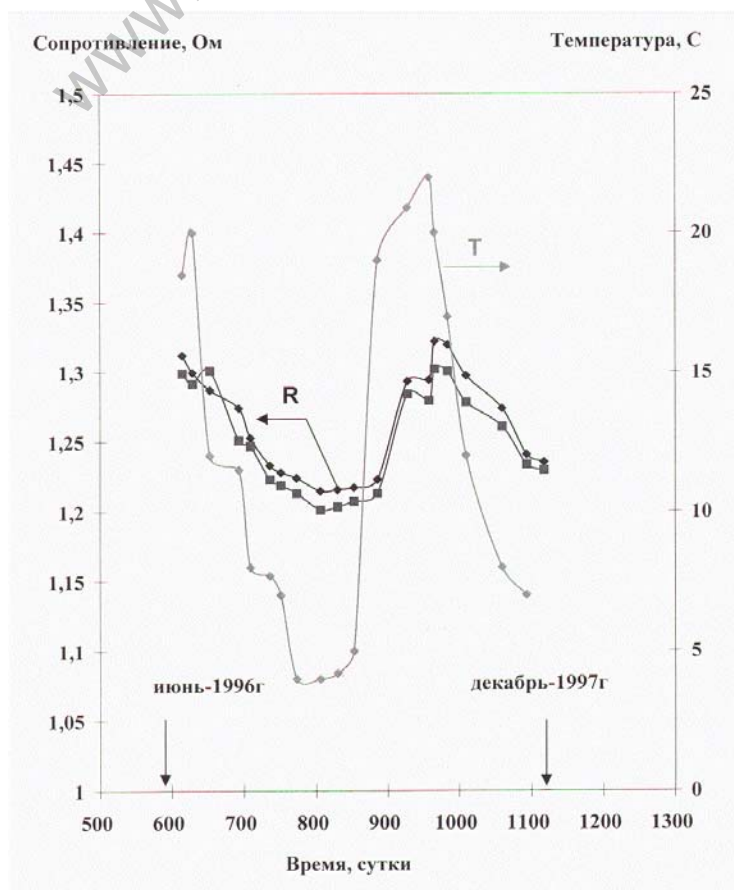


Рисунок 9 – Изменение сопротивления индикатора коррозии и температуры грунта на КП 1 (с. Иславское)

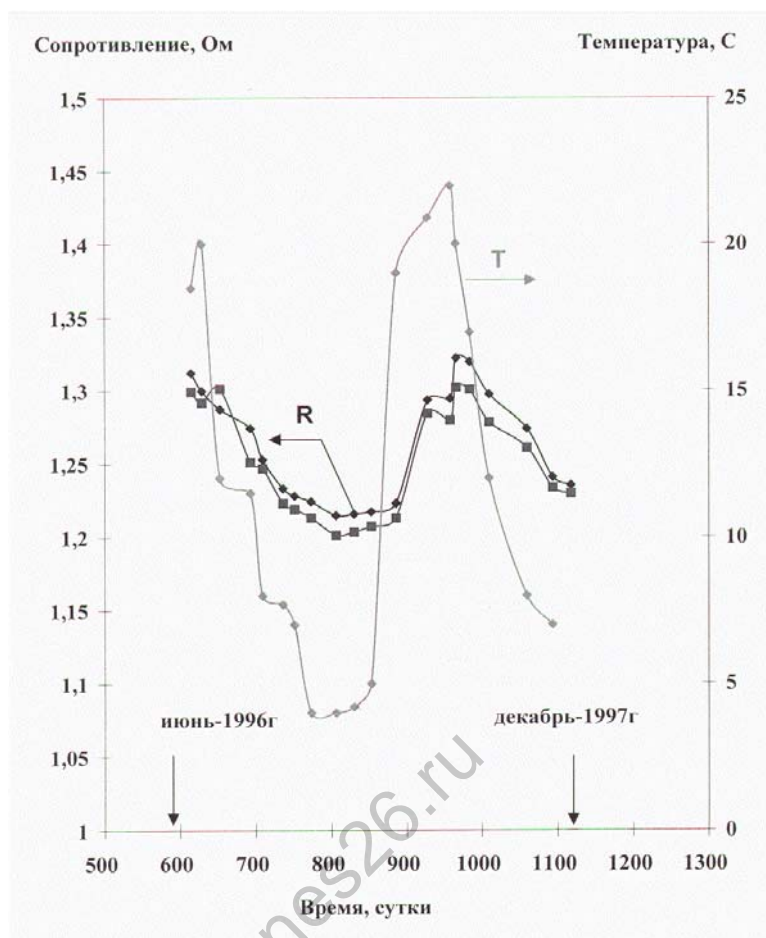


Рисунок 10 – Изменение сопротивления индикатора коррозии с учетом температуры грунта

На Краснотурьинском узле индикаторы коррозии были поставлены на каждой из шести ниток в шести контрольных пунктах: КП08-1251 км; КП05-1254 км; КП12-1257 км; КП06-1261 км; КП03-1265 км; КП14-1265 км. Полученные результаты показывают, что индикаторы коррозии эффективно контролируют коррозионное состояние трубопроводов. На рисунках 11 и 12 в качестве примера приведены данные об изменении сопротивления индикатора коррозии на КП05 и КП06. Хорошо видно, что за редким исключением колебания величин сопротивления не выходят за пределы значений, обусловленных температурными эффектами. Это свидетельствует о коррозионной надежности участков трубопроводов, контролируемых с помощью индикатора коррозии.

На примере индикаторов коррозии, поставленных в Ногинском Линейно-производственном управлении, была показана возможность определения локальных видов коррозии с помощью индикатора коррозии. Изменения показаний индикатора, подключенного к станции катодной защиты, показали стабильные значения сопротивления. Величина скорости общей коррозии стали при работающей станции катодной защиты невелика, и составляет 0,0005-0,015 мм/год после года испытаний. Скорость общей коррозии, не

подключенного к станции катодной защиты индикатора в три раза выше, чем у электрохимически защищенного.

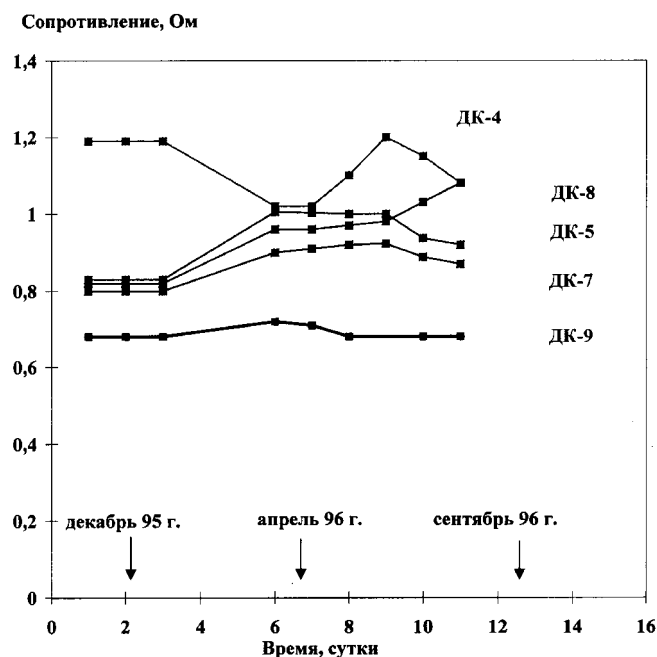


Рисунок 11 – Изменение сопротивления индикаторов на КПО5 Краснотурьинского узла

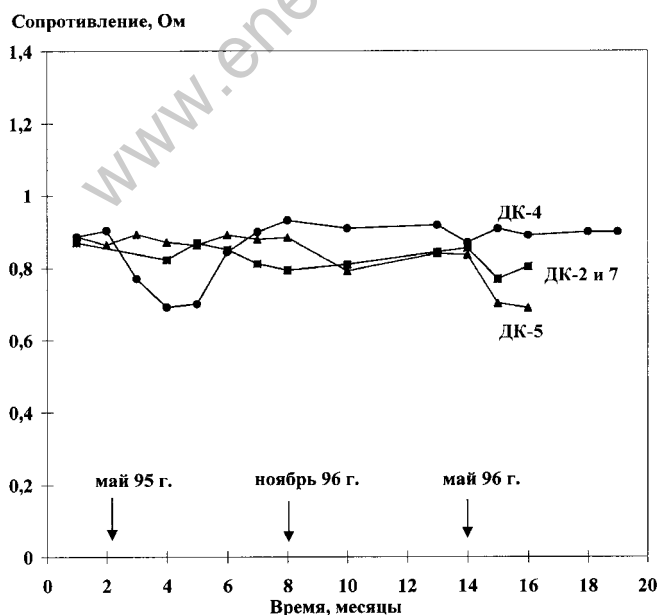


Рисунок 12 – Изменение сопротивления индикаторов коррозии на КПО6 Краснотурьинского узла

С помощью индикатора коррозии можно определять не только скорость равномерной, но и оценивать скорость протекания локальной (язвенной) коррозии. Скорость коррозии определяется по времени выхода датчика из строя. Так, проведенные испытания показали, что выход из строя датчика,

не подключенного к СКЗ и одного из датчиков, подключенного к СКЗ происходит в период от 76 до 167 и от 267 до 365 суток испытаний соответственно. Визуальный осмотр вышедшего из строя датчика (без подключения к СКЗ) показал наличие не толстого слоя продуктов коррозии, при механическом удалении которого остается чистый (блестящий) металл.

Под слоем продуктов равномерной коррозии по всей поверхности индикатора выявлено наличие язвенных коррозионных поражений с частотой – примерно 2 язвы (видимые невооруженным глазом) на погонный метр фольги. Диаметр язв (питтингов) составляет более 3 мм, глубина 0,1 мм. Измерение электрического сопротивления по обеим сторонам язв, показало, что наличие коррозионных поражений такого диаметра и глубины, как и ожидали, приводит к разрыву измерительной цепи и выходу индикатора коррозии из строя, поскольку ширина измерительного элемента была 3 мм.

Полученные данные указывают на высокие скорости локальной коррозии. Фактическая скорость локальной коррозии в отсутствие электрохимической защиты была от 0,275 до 0,6 мм/год. Выход из строя одного из датчиков, подключенного к станции катодной защиты через 267-365 суток указывает на развитие локальной коррозии и на катодно защищенном металле. А разница в поведении подключенных к станции катодной защиты датчиков – на наличие блуждающих токов и неравномерное распределение агрессивных компонентов в грунте вблизи контрольно-диагностического пункта. В случае электрохимической защиты процессы локальной коррозии развиваются медленнее, и усредненная скорость локальной коррозии в этом случае составляет от 0,1 до 0,14 мм/год. Следует, однако, отметить, что приведенные скорости локальной коррозии являются оценочными, поскольку определенные значения будут зависеть от толщины и ширины рабочего элемента датчика.

Применение для количественного определения скорости локальной коррозии модельных систем с малой толщиной приводит к получению завышенных результатов, а при моделировании реальных условий и приближении размеров рабочего элемента к размерам стенки трубы (и на реальной трубе) будут реализовываться значительно меньшие скорости локальной коррозии. Скорость локальной коррозии определяется типом (размерами) коррозионных поражений и, строго говоря, скорость коррозии (выраженная в мм/год) не является универсальным показателем, т.к. по мере роста коррозионной язвы она меняется, как правило, снижается.

Получена связь между скоростью роста коррозионной язвы (фиксируемой по времени «обрыва» датчика) и шириной рабочего элемента датчика (2-10 мм). Время «обрыва» пропорционально ширине рабочего элемента датчика. Измерение с помощью датчика скорости локальной коррозии характеризуют скорость роста коррозионных язв с достаточно большим отношением площади язвы к ее глубине, которые характерны для грунтовой коррозии углеродистых и малоуглеродистых сталей, в том числе и для трубных.

Полученные значения скорости коррозии в отсутствие электрохимической защиты (0,3-0,6 мм/год) и при электрохимической защите (0,1-0,14 мм/год) отвечают скоростям возникновения и развития наиболее типичных

коррозионных поражений подземных трубопроводов. С большими скоростями могут развиваться питтинги (менее 2-3 мм в диаметре). Однако возникновение таких поражений совершенно не характерно для грунтовой коррозии сталей и крайне редко в практике эксплуатации магистральных газопроводов.

7 Результаты применения индикаторов водорода

На рисунке 13 приведены величины токов индикаторов водорода, установленных в районе с. Иславское, за период 1994-97 гг. Ток индикаторов водорода измеряли при включенной катодной станции (вкл.) и при выключенной (выкл.): величина тока изменилась в 1,5 - 2 раза. Между токами индикаторов и потенциалом трубы наблюдается достаточно хорошая корреляция. В редких случаях максимальный ток наводороживания превышал 10 мкА/см^2 ; обычно он лежал в интервале 6-7 мкА/см^2 .

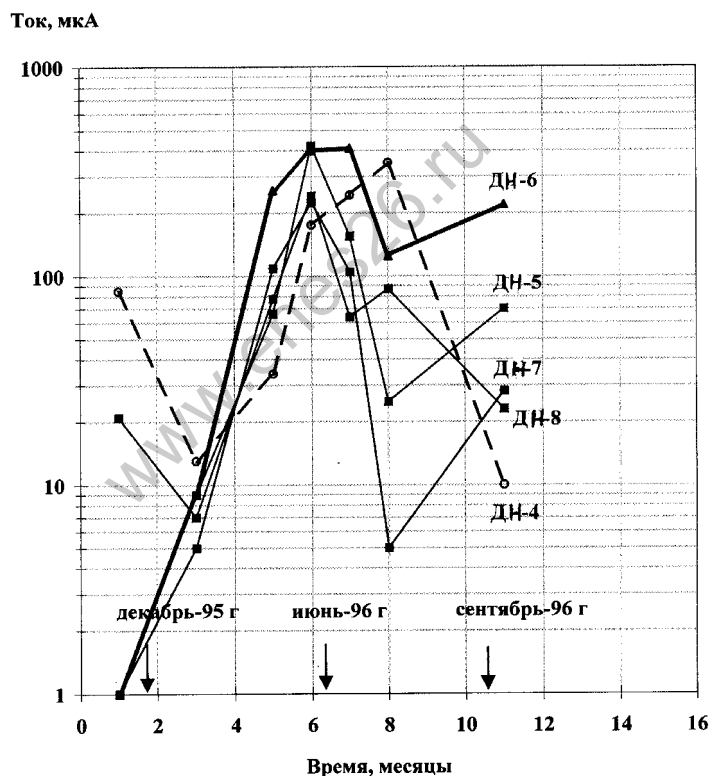


Рисунок 13 – Изменение тока индикатора водорода в районе Красно-
турийского узла

По порядку величин примерно такие же значения имели токи наводороживания, наблюдаемые на индикаторах водорода, установленных в районе Краснотурийского узла. Максимальная плотность тока водорода не превышала 20-25 мкА/см^2 .

Оценим по уравнению (2.7) концентрацию водорода, растворенного в стенке трубы, полагая, что коэффициент диффузии $D=5,5 \cdot 10^{-7} \text{ см}^2/\text{с}$ (величина, приводимая в литературе для стали X70). Расчет показывает, что в слу-

чае с. Иславское с максимальным током наводороживания 10 мкА/см^2 концентрация водорода в стали оказывается равной $C_0=0,24 \text{ мкг/г}$ стали. Соответствующие значения концентраций водорода в стальной трубе для условий Краснотурьинска приведены в таблице 2. Максимальная концентрация водорода здесь не превышает $0,5 \text{ мкг/г}$. Оценка по уравнению: $C_0 = M_n I_n L / F D \delta$, $D = 5,5 \cdot 10^{-7} \text{ см}^2/\text{с}$

Таблица 2 - Концентрации водорода в стенке трубы по показаниям четырех индикаторов водорода в районе Краснотурьинского узла (мкг/г)

Дата	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8
НОЯБРЬ-95	0.10	0,00	0,00	0,03	0,01
ДЕКАБРЬ-95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЯНВАРЬ-96	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
ФЕВРАЛЬ-96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
МАРТ-96	0,04	0,08	0,31	0,09	0,05
ИЮНЬ-96	0,42	0,03	0,15	0,11	0,07
ИЮЛЬ-96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
АВГУСТ-96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СЕНТЯБРЬ-96	0,01	0,08	0,27	0,04	0,02

Выводы

1. Разработаны и проходят производственную апробацию на действующих газопроводах индикаторы коррозии и наводороживания. Показано, что с помощью индикаторов коррозии можно контролировать коррозию трубопровода в дефектах покрытия, рассчитывать скорость равномерной язвенной коррозии, в том числе и в зонах действия блуждающих токов.

2. Разработанные индикаторы коррозии позволяют оценивать скорость коррозии стали в подземных условиях с точностью $\pm 10\%$. Температура грунта по глубине залегания трубопровода заметно сказывается на точности измерения малых скоростей коррозии (менее $0,01 \text{ мм/год}$). В грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности погрешность, вносимая температурной зависимостью электросопротивления индикатора коррозии, может не учитываться.

3. Широкомасштабные (около 100 индикаторов коррозии) производственные испытания на действующих магистральных газопроводах ООО «Мострансгаз» и ООО «Тюментрансгаз» показали, что в районах стабильно работающих систем электрохимической защиты показания индикаторов в течение нескольких лет устойчиво остаются в "температурной коридоре", характерном для электросопротивления рабочих элементов индикаторов коррозии.

4. Нарушение режима работы установок катодной защиты, или их отказ немедленно проявляется в работе сопротивления индикатора коррозии и, следовательно, в возникновении угрозы интенсификации коррозии МГ.

5. Для разработки оптимальной технологии формирования систем коррозионного мониторинга на МГ необходимо изготовление опытно-промышленной партии индикаторов коррозии, оборудование опытных участков газопроводов КДП с индикаторами коррозии различных типов и сопоставление скорости коррозии по показаниям индикаторов коррозии со скоростями коррозии различных групп коррозионных дефектов, рассчитанных по результатам внутритрубной дефектоскопии.

6. Разработка и трассовые испытания свыше 50 индикаторов водорода показали, что стало возможным по величинам их токов рассчитывать концентрацию растворенного в стенке трубы водорода и, тем самым, определять вероятность и предупреждать растрескивание трубопровода по причине водородного охрупчивания стали.

7. Опытно-промышленная апробация индикаторов водорода проведена в точках дренажа шести установок катодной защиты на каждой из шести ниток (диаметром 1420 мм) многониточного газопровода (аварийного участка) Краснотурьинского узла ООО «Тюментрансгаз».

8. Установлено, что рассчитанные в течение трех лет по показаниям индикаторов максимальные концентрации водорода не достигают критических величин, вызывающих рост трещин для сталей класса X70 и, следовательно, не могут быть причиной наводороживания и растрескивания стальной стенки трубы.

9. Таким образом, широкая апробация индикаторов водорода на магистральных газопроводах ООО «Мострансгаз» и ООО «Тюментрансгаз» показала, что поглощение водорода сталями класса X70 при существующих режимах катодной защиты, как правило, не является проблемой для эксплуатации МГ, т.к. не может достигать критических величин наводороживания и растрескивания стальной стенки трубы.

10. Исключения могут составлять отдельные не типичные для МГ участки газопроводов, в грунте которых содержатся промоторы наводороживания, инициирующие интенсивность поглощения водорода стальной стенкой трубы. Поиск и оценка опасности этих участков является предметом специальных весьма объемных и трудоемких исследований.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
2. ГОСТ 9602-89 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
3. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. ВРД 39-1.10-006-2000*. ВНИИГАЗ. М. 2000.
4. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. ВРД 39-1.10-026-2001. – М.: ООО «ВНИИГАЗ». 2001.
5. Руководство по анализу результатов внутритрубной инспекции. ВРД 39-1.10-001-99. - М.: ООО «ВНИИГАЗ». 1999.
6. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. ВРД 39-1.10-004-99. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000.
7. Инструкция по обследованию и ремонту газопроводов, поврежденных КРН, в шурфах. ВРД 39-1.10-023-2001. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2001.
8. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. РД 153-39.4-091-01. – М.: 4-й филиал Воениздата, 2002.
9. Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов. Т1, Т2. М. ВНИИГАЗ.
10. Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии. ПО «Союзоргэнергогаз», 1989.
11. Отчет о научно-исследовательской работе ООО «ВНИИГАЗ». Договор №0217-02-2. Этап 7 за 2002 год.
12. Петров Н.А., Маршаков А.И., Михайловский Ю.Н. и др. Разработка методологии и создание приборной базы коррозионного мониторинга многониточных систем магистральных газопроводов. Сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 1998;
13. Петров Н.А., Фатрахманов Ф.К., Куделин Ю.И. и др. Современные проблемы и решения электрохимической защиты и коррозионного мониторинга магистральных подземных и морских трубопроводов. Одиннадцатая международная деловая встреча «Диагностика – 2001», Том 2, часть1: - М., ООО «ИРЦ Газпром», 2001;
14. Petrov N., Mills B., Copin D/ Preverion of Corrosion Failures Jn High Pressure Gas Pipelines under Conference – Milan 20/23 June 1994. JGU/C9-94;
15. Гуськов Г.Я., Львович В.А., Нестеров В.А. и др. Радиокосмический комплекс коррозионного мониторинга магистральных нефтегазопроводов. Материалы отраслевого совещания. – М.; ООО «ИРЦ Газпром», 2001;

16. Львович В.В., Нестеров В.А., Петров Н.А. и др. Развитие системы коррозионного мониторинга магистральных газопроводов. Материалы отраслевого совещания. – М.; ООО «ИРЦ Газпром», 2001;
17. Петров Н.А., Фатрахманов Ф.К. Первоочередные задачи коррозионного мониторинга и пути его дальнейшей модернизации. Материалы отраслевого совещания. – М.; ООО «ИРЦ Газпром», 2001;
18. Петров Н.А., Фатрахманов Ф.К., Соколов А.С. и др. Опыт применения и перспективы развития зонд-модульной технологии диагностики магистральных трубопроводов. Материалы отраслевого совещания. – М.; ООО «ИРЦ Газпром», 2000;
19. Петров Н.А. Зонд-модульная технология контроля поляризационных потенциалов подземных изолированных трубопроводов. Десятая международная деловая встреча «Диагностика – 99». Том 1. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000;
20. Петрунин М.А., Маршаков А.И., Петров Н.А. и др. Оперативный контроль коррозионного состояния подземных газопроводов с помощью сенсорных устройств. - М.; ООО «ИРЦ Газпром», 2000;
21. Михайловский Ю.Н., Маршаков А.И., Игнатенко В.Э и др. Контроль коррозионного состояния подземных трубопроводов с помощью резисторных датчиков. Защита металлов, Том 36 №6. – М.: РАН, 2000.