

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНЦЕРН "ГАЗПРОМ"
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ "СОЮЗОРГЭНЕРГОГАЗ"

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ДИАГНОСТИЧЕСКОМУ ОБСЛЕДОВАНИЮ
СОСТОЯНИЯ КОРРОЗИИ И КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ**

УТВЕРЖДЕНЫ Заместителем Председателя Государственного газового концерна "Газпром"
Р.И.Вяхиревым 07.12.89 г.

СОГЛАСОВАНЫ Зам. начальника производственного отдела Государственного газового
концерна "Газпром" А.М.Бойко 06.12.89 г.; Генеральным директором ПО "Союзоргэнергогаз"
В.А.Усохиным 04.12.89 г.

АННОТАЦИЯ

В данном "Пособии по электрометрическим измерениям..." изложены общие правила выполнения измерений с помощью стрелочных электроизмерительных приборов, даны основные сведения об электроизмерительных приборах различных систем, погрешностях, указаны общие требования при выполнении измерений. Приведены и описаны порядок и правила производства электрических измерений различными приборами и работ с применением приспособлений при комплексном обследовании подземных сооружений. Даны сведения о новых разработках по диагностике комплексной защиты подземных трубопроводов и их коррозионного состояния.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие "Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов" разработаны в соответствии с "Решением технического совещания по повышению эффективности и упорядочению проведения обследований технического состояния эксплуатируемых газопроводов", утвержденным Первым заместителем министра газовой промышленности Р.И.Вяхиревым 15 июня 1987 г.

Целью разработки "Методических указаний..." является упорядочение технологии, техники и методики обследования трубопроводов, введение единообразия в выполнение этих работ различными организациями отрасли.

В "Методических указаниях+" изложены виды и задачи обследований, порядок выполнения подготовительных и основных работ; приведены и подробно освещены методы и способы выполнения работ в процессе проведения обследований трубопроводов, в том числе способом непрерывной механизированной записи информации. В "Методических указаниях..." помещены общие сведения о коррозии и защите трубопроводов, даны технологические пооперационные карты выполнения отдельных видов работ. Изложены способы обработки и интерпретации результатов обследования трубопроводов.

Классификация видов обследования, их периодичность, а также привлекаемые к обследованию организации указаны в "Положении о профилактических и предремонтных обследованиях коррозионного состояния и состояния защиты от коррозии газопроводов",

утвержденном Заместителем Министра газовой промышленности В.В.Шереметом 10 июля 1985 г.

"Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов", разделы I-II (кроме подразделов 4.4 и 4.5) разработаны сотрудниками Службы ОТД и ТН ПО "Союзоргэнергогаз" Решетниковым В.Г., Волковым В.Н., Солоновичем А.А. и Заботкиным В.А. Подразделы 4.4. "Основные исходные данные для проектирования реконструкции электрохимзащиты (ЭХЗ)" и 4.5. "Методика сбора основных исходных данных для проектирования реконструкции электрохимзащиты" и раздел 12 "Методические указания по проектным работам на реконструкцию системы электрохимзащиты трубопроводов" разработаны сотрудниками института "ВНИПИТрансгаз" Кузьменко Ю.А., Калькутиным Ю.Г., Гужовым Ю.П. и Бондарчуком М.М.

"Методические указания..." предназначены в качестве методического и практического руководства для инженерно-технических работников, занимающихся обследованиями трубопроводов.

Настоящие "Методические указания..." разработаны с учетом предложений и пожеланий газотранспортных организаций.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ПОНЯТИЯ О КОРРОЗИИ И ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ

1.1. Почвенная коррозия

1.1.1. Коррозия подземных металлических сооружений (трубопроводов) - одна из основных причин нарушения их герметичности; образования свищей и разрывов. В целом по отрасли коррозионные разрывы с 1980 по 1985 гг. составили около 50% от общего количества нарушения герметичности трубопроводов, а в высококоррозионных районах - 80%.

1.1.2. Коррозия металлов - это процесс окисления, перехода металлов из чистого состояния в соединения, вследствие химического или электрохимического взаимодействия металла трубопровода с окружающей средой.

1.1.3. Коррозию называют почвенной в случае ее проистекания на объектах, находящихся в почво-грунтах.

1.1.4. Почвенная коррозия имеет в основном электрохимический характер, сопровождающийся протеканием электрического тока с перетеканием электронов, освобождающихся на анодных участках, к катодным.

Анодные процессы растворения металла происходят лишь тогда, когда на катоде одновременно протекает процесс деполяризации.

1.1.5. В соответствии с теорией, на анодных и катодных участках на границе металл-электролит образуются двойные электрические слои макрогальванических коррозионных элементов. Разность уровней двойных электрических слоев обуславливает разность электродных потенциалов между анодным и катодным участками в электролите, т.е. создается электродвижущая сила (ЭДС) гальванической пары - происходит образование микро- и макрогальванического коррозионного элемента.

1.1.6. На протяженных подземных металлических сооружениях значение электродного потенциала меняется в результате неоднородности отдельных участков металла и коррозионной среды, способствуя образованию коррозионных пар, обуславливающих протекание коррозионного электрохимического процесса.

1.1.7. В результате протекания коррозионного процесса поверхность металла трубопровода

на анодном участке подвергается разрушению. При этом коррозия может охватывать всю поверхность трубопровода или отдельные ее участки.

1.1.8. Классификация видов коррозионных повреждений металлического трубопровода.

Коррозия по общему характеру подразделяется на два вида:

- сплошная - когда коррозионному разрушению в той или иной мере подвергалась вся незащищенная изоляцией поверхность металла;
- несплошная - когда на поверхности металла трубы участки, пораженные коррозией, чередуются с неповрежденными коррозией участками.

Оба эти вида, в свою очередь, подразделяются на разновидности, приведенные в таблице 1.

1.1.9. Для прекращения коррозионного процесса нужно создать натекание на трубопровод электрического тока, либо максимально увеличить сопротивление внешней цепи тока коррозионной пары.

Первый способ реализуется наложением внешнего тока на трубопровод, второй - нанесением на наружную поверхность трубопровода изоляционного покрытия.

Применение первого способа именуется активной защитой, второго - пассивной.

1.1.10. Защита подземных трубопроводов от коррозии осуществляется комплексно, применением изолирующего покрытия (основной вид защиты) и катодной поляризации (вспомогательный вид защиты) для защиты прежде всего мест оголений трубы (поры, трещины и др. дефекты в покрытии) с поддержанием необходимого по величине защитного потенциала.

Таблица 1

Разновидности, коррозионных повреждений металла трубопровода

Неравномерная	Коррозия, распространяющаяся по поверхности металла с различной скоростью и имеющая своеобразный чашуйчатый характер поверхности	Коррозия пятнами	Коррозия, когда диаметр поражения больше глубины	
		Коррозия язвенная	Коррозия, когда диаметр поражения примерно равен глубине проникновения	
		Коррозия точечная (питтинговая)	Коррозия, когда диаметр поражения меньше глубины проникновения	
		Коррозия сквозная	Коррозия, вызвавшая разрушение металла насквозь	
Равномерная	Коррозия, распространенная равномерно по поверхности металла трубы.			

		
--	--	---

1.1.11. Катодная поляризация трубопровода осуществляется от внешнего источника постоянного тока - специальных установок катодной защиты или путем подключения жертвенных анодов (протекторов) и должна производиться на всем протяжении (защищенность по протяженности) и непрерывно (защищенность во времени).

1.2. Электрокоррозия

1.2.1. Электрокоррозия - это электрохимическое разрушение стенок трубопровода, вызванное блуждающими токами, протекающими в земле от какого-либо источника постоянного тока.

1.2.2. Источниками блуждающих токов являются наземный и подземный электрифицированный на постоянном токе транспорт; электрические установки постоянного тока, использующие землю в качестве токопровода.

1.2.3. Основными условиями, влияющими на возникновение и протекание электрокоррозии подземных металлических сооружений являются:

- наличие блуждающих токов в земле;
- наличие блуждающего тока в подземном металлическом сооружении;
- взаимное расположение источников блуждающих токов и подземных металлических сооружений;
- наличие сквозных дефектов в изоляционном покрытии подземных металлических сооружений;
- величина электрического удельного сопротивления окружающего сооружение грунта;
- величина и длительность стекания блуждающего тока из подземного металлического сооружения.

1.2.4. Влияние блуждающего тока на трубопровод выражается в изменении величины и знака разности потенциала "труба-земля" на отдельных его участках.

Это влияние может быть кратковременным, периодическим или длительным в зависимости от режима работы источника блуждающего тока. Оно выявляется по результатам электрических измерений на трубопроводе.

1.2.5. В результате влияния блуждающих токов на трубопроводе создаются характерные зоны:

- анодная, блуждающий ток стекает в грунт с подземного трубопровода. Разность потенциалов "труба-земля", изменяясь во времени и по величине, положительнее естественного потенциала металла трубопровода в данном грунте;
- катодная, блуждающий ток натекает на трубопровод. Разность потенциалов "труба-земля", изменяясь во времени и по величине, смещается в отрицательную, относительно естественной разности потенциала металла трубопровода в данном грунте, область значений;
- знакопеременная зона, в которой явления, характерные для анодной и катодной зон, чередуются. Блуждающий ток в некоторые промежутки времени стекает с трубопровода, а в некоторые - втекает в него, переходя через нулевые значения. Разность потенциалов "труба-

земля" соответственно изменяется по времени, величине и знаку.

Иллюстрация влияния блуждающих токов на трубопровод приведена на рис.1.

1.2.6. Интенсивность блуждающих токов и их влияние на подземные металлические сооружения зависят от таких факторов, как:

- переходное сопротивление рельс-земля;
- продольное сопротивление рельса;
- число поездов на перегоне;
- расстояние между тяговыми подстанциями;
- потребление тока электропоездом;
- удельное электрическое сопротивление грунта;
- расстояние и расположение подземного металлического сооружения относительно рельса;
- переходное и продольное сопротивления подземного металлического сооружения.

С удалением от железной дороги плотность и интенсивность влияния блуждающих токов на сооружение уменьшается.

1.2.7. Стальные магистральные трубопроводы, водопроводы и отводы от них, проложенные непосредственно в земле в зонах влияния блуждающих токов, должны иметь усиленное защитное покрытие и катодную поляризацию. При этом их минимальный (по абсолютной величине) защитный потенциал (В) должен быть не менее:

- минус 1,00 В с омической составляющей;
- минус 0,95 В поляризационный.

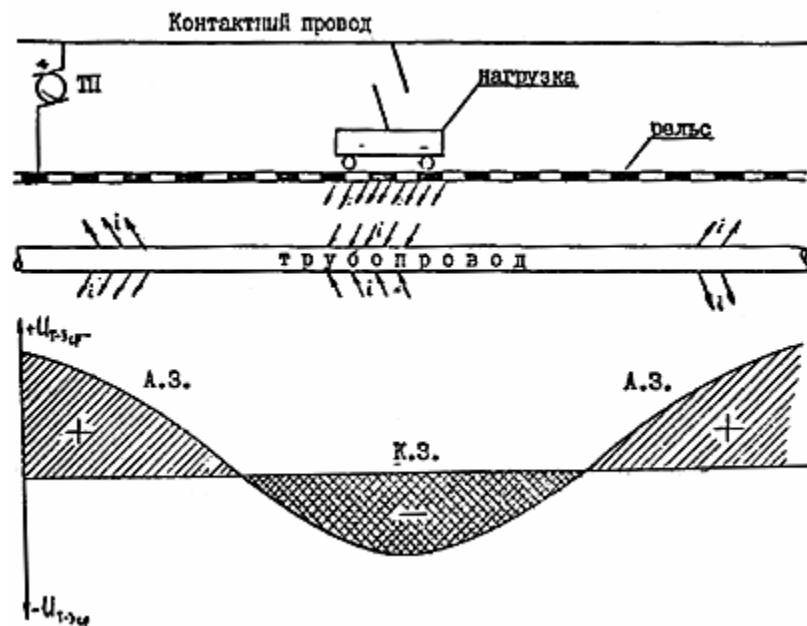


Рис. 1. Схема возникновения и график распределения токов в трубопроводе и разности потенциалов "труба-земля" вдоль трубопровода, пролегающего параллельно электрифицированной железной дороги

ТП - тяговая подстанция; А.З. - анодная зона; К.З. - катодная зона

1.2.8. Степень опасности влияния блуждающего тока на трубопровод (его участки) оценивается по значению среднего за период измерения значений положительного потенциала сооружения относительно его естественного потенциала.

1.2.9. Смещение среднего значения потенциалов трубопровода в отрицательную сторону сверх допустимых значений (-2,5 В - при битумной и -3,5 В - при пленочной изоляции) недопустимо по ГОСТ 25812-83.

1.2.10. При использовании неполяризующегося электрода сравнения значение наложенной разности потенциалов между подземным сооружением, проложенным в поле блуждающих токов, и землей определяют по формуле:

$$U_{Т-З} = \pm U_{изм} - U_{Т}, (В)$$

где $U_{изм}$ - измеренная разность потенциалов между подземным сооружением и землей, В;

$U_{Т}$ - потенциал металла в грунте без внешней поляризации.

Среднее значение $U_{Т}$ может быть принято равным минус 0,55 В для стали.

1.2.11. Измерения разности потенциалов между подземным сооружением и землей производят высокоомными показывающими, самопишущими и интегрирующими приборами с помощью медносульфатного неполяризующегося электрода сравнения (МСЭ). В отдельных случаях при определении опасности коррозии блуждающими токами при амплитуде колебаний измеряемых потенциалов, превышающих 0,5 В, могут быть использованы стальные электроды сравнения (ГОСТ 9.015-74, п.2.1 Приложения 3).

1.2.12. При использовании стального электрода для исключения ошибок, связанных со стабилизацией собственного потенциала стального электрода во времени, необходимо выполнить следующие условия:

- а) измерение надо начинать не ранее, чем через 10 мин. после установки электрода в грунт;
- б) при каждой смене положения электрода в грунте, также как и при повторной его установке, измерение производить не ранее, чем через 10 мин. после изменения положения электрода;
- в) для обеспечения достаточной площади контакта стального электрода с грунтом глубина забивки его в грунт должна быть не менее 20 см.

1.2.13. Потенциалы трубопровода, находящегося в зоне влияния блуждающего тока, измеряются, как правило, интегрирующими и самопишущими приборами с входным сопротивлением не менее 10 МОм/В.

1.2.14. Измерения потенциалов на трубопроводе должны проводиться в периоды и часы максимальной и минимальной токовых нагрузок на источнике блуждающего тока, а на отдельных участках непрерывно в течение суток.

1.2.15. Защита подземных трубопроводов от блуждающих токов заключается:

- в ограничении проникновения блуждающих токов в трубопровод;

- в отводе проникших в трубопровод блуждающих токов в источник их распространения.

1.2.16. Защитой трубопроводов от коррозии блуждающими токами может являться: дренажная защита, осуществляющая дренирование тока с трубопровода к источнику этого тока; автоматические устройства защиты, поддерживающие в заданных пределах величину разности потенциалов между защищаемым трубопроводом и землей; изолирующие фланцы и токоотводы.

1.2.17. На практике применяются следующие виды электрического дренажа:

1.2.17.1. Прямой электрический дренаж, представляющий собой устройство, обладающее двухсторонней проводимостью (рис.2).

Прямой дренаж можно применять только в тех случаях, когда полностью исключена возможность стекания токов с рельсов в защищаемое подземное сооружение через дренажное устройство.

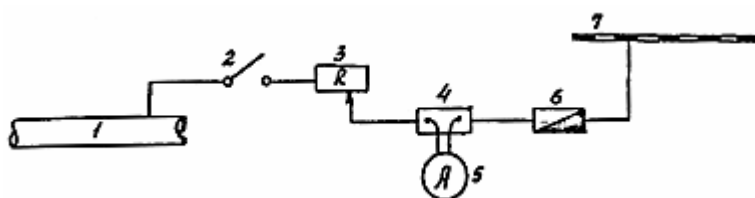


Рис. 2. Принципиальная схема прямого электрического дренажа

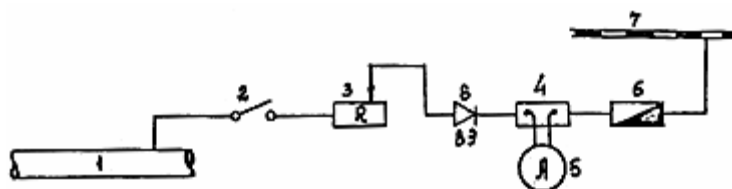


Рис. 3. Принципиальная схема поляризованного электрического дренажа

1 - трубопровод; 2 - рубильник; 3 - регулировочное сопротивление R; 4 - шунт;
5 - амперметр; 6 - предохранитель Пр; 7 - рельс; 8 - вентильный элемент.

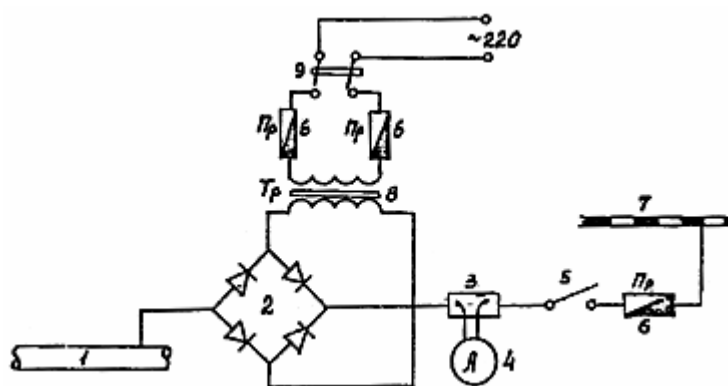


Рис. 4. Принципиальная схема усиленного (поляризованного) электрического дренажа

**1 - трубопровод; 2 - выпрямительный мост; 3 - шунт; 4 - амперметр;
5 - рубильник; 6 - предохранитель Пр; 7 - рельс; 8 - силовой трансформатор Тр;
9 - рубильник сетевой 220 В**

1.2.17.2. Поляризованный электрический дренаж - устройство, обладающее односторонней проводимостью, которая обеспечивается с помощью вентильного элемента (рис.3).

1.2.17.3. Усиленный (поляризованный электрический дренаж - дренаж, в цепь которого для увеличения эффективности его работы включен источник постоянного тока (рис.4). Такой дренаж кроме дренирования тока к его источнику (в периоды отсутствия блуждающих токов) автоматически осуществляет эффект защиты сооружения катодной поляризацией - станцией, анодным заземлением которой является рельс.

1.2.17.4. Автоматическое устройство защиты - есть устройства усиленной дренажной и катодной защиты, которые в зависимости от потенциального состояния защищаемого сооружения автоматически регулируют выходные параметры устройств для поддержания в заданных пределах величины разности потенциалов между защищаемым подземным металлическим сооружением и землей. К таким относятся, например, устройства серии ПАСК, ПАД и др.

1.2.17.5. Подсоединение кабелей электрических дренажей производится к отсасывающим пунктам или к средней точке путевых дросселей, а катодные станции и усиленные дренажи через дополнительные дроссели рельсовых цепей.

1.2.17.6. Изолирующие фланцы представляют собой соединение трубопровода с электроизолирующими прокладками и деталями крепежа, не имеющими электрического контакта с корпусом фланца, и предназначены для ограничения попадания на сооружение блуждающих токов и повышения эффективности электрохимической защиты.

Изолирующие фланцы применяются в случае необходимости:

- электрического разъединения трубопроводов-отводов от основной магистрали;**
- увеличения продольного сопротивления трубопровода;**
- электрического разъединения трубопроводов от подземных сооружений предприятий, электрозащита на которых не предусмотрена;**
- электрического разъединения изолированного трубопровода от неизолированного сооружения.**

Изолирующие фланцы должны быть оборудованы перемычкой с регулируемым сопротивлением и шунтом.

1.2.17.7. Токоотводы применяются для защиты от коррозии блуждающими токами в анодных и знакопеременных зонах в качестве дополнительных мер защиты, а также при установке изолирующих фланцев.

1.2.17.8. В качестве заземлителей токоотводов используются стальные трубы, уголки, а также одиночные или групповые протекторные установки.

1.2.18. Прежде, чем приступить к практическому обследованию трубопровода, производству электрометрических работ и измерений, определению параметров и их значений, необходимо изучить "Пособие по электрометрическим измерениям, применяемым при комплексном обследовании состояния подземных магистральных трубопроводов" (приложение № 11). "

2. ВИДЫ И ЗАДАЧИ ОБСЛЕДОВАНИЯ

2.1. Обследование состояния электрохимической защиты участка трубопровода

При обследовании электрохимической защиты (ЭХЗ) участка трубопровода выявляется состояние всех средств электрозащиты, определяется состояние электрозащитности участка по протяженности и во времени и выявляется возможность ее стопроцентного обеспечения.

2.2. Обследование состояния изоляционного покрытия участка трубопровода

Обследование состояния изоляционного покрытия предусматривает определение обобщенных сравнительных оценок состояния изоляции протяженных участков, а также выявление каждого места сквозного дефекта и оценку масштабов дефектности на каждом погонном метре трубопровода.

2.3. Обследование коррозионного состояния участка трубопровода

При обследовании коррозионного состояния трубопровода определяется степень поврежденности коррозией наружной стенки трубопровода на каждом погонном метре с обобщенной оценкой укрупненных участков, определением максимальной и средней скорости коррозии.

2.4. Комплексное обследование состояния трубопровода предусматривает обследование и решение задач, отмеченных в пп.2.1; 2.2; 2.3.

2.5. Предремонтное обследование

Предремонтное обследование состояния трубопроводов предусматривает детальное обследование состояния изоляционного покрытия и коррозионного состояния трубопровода на участках, планируемых на капитальный ремонт с определением конкретных видов и объемов ремонтных работ на каждом погонном метре трубопровода.

2.6. Выборочное обследование

Слово "выборочное" применяется тогда, когда какой-то вид обследования выполняется не на всей протяженности обследуемого участка трубопровода, а с пропусками отдельных мест (участков) по усмотрению "Исполнителя" после предварительной оценки ситуации или по требованию "Заказчика".

3. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Общие положения

3.1.1. Обследование состояния трубопроводов проводится специальными группами (бригадами). Эти группы, включающие высококвалифицированных специально обученных специалистов, должны быть оснащены специальными лабораториями типа ПЭЛ ЭХЗ, необходимой аппаратурой, приборами и приспособлениями. Бригады должны быть соответственно экипированы (в соответствии с табелем оснащения).

3.1.2. Определение состояния электрохимзащиты, изоляционных покрытий и коррозионного состояния трубопровода осуществляется в основном применением косвенных методов диагностики, основанных на исследовании электрических явлений, естественных для искусственно созданных и протекающих вокруг исследуемого трубопровода.

3.1.3. Невозможность визуального наблюдения исследуемого объекта, отсутствие

критериев, методов, устройств и приборов, непосредственно определяющих параметры дефектов в стенке трубы, ее изоляционном покрытии, трудоемкость и большие погрешности определения электрохимической составляющей защитного потенциала "труба-земля" и применение косвенных методов диагностики предопределяют выполнение большого комплекса измерений, подчас дублирующих друг друга, необходимых для получения информации, характеризующей состояние трубопровода.

3.1.4. Достоверность оценки состояния трубопровода зависит от разрешающей способности применяемых методов, устройств и приборов, условий проведения измерений, точности измерений, количества измерений на единицу протяженности трубопровода, точности привязки по шкале расстояний к физическим ориентирам на трассе трубопровода, а главное от квалификации и опыта исполнителей в производстве измерений и интерпретации их результатов.

3.1.5. Работы по диагностическому обследованию проводятся в следующем порядке:

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

3.2. Подготовительные работы

Перед началом полевых работ по обследованию трубопроводов необходимо провести ознакомление с трассой, самим трубопроводом, получить в организации, эксплуатирующей трубопровод, исчерпывающие сведения за все время его эксплуатации и провести подготовительные работы.

3.2.1. Общие подготовительные работы для всех видов обследований трубопроводов включают:

- сбор материалов и составление технологической схемы расположения трубопроводов и других сопутствующих сооружений;
- сбор сведений из проектной, эксплуатационной и другой технической документации о защите и коррозионном состоянии трубопровода, в том числе и о средствах электрозащиты, отмечая наличие и места электрических и технологических перемычек;
- сбор и анализ существующих картографических и геологических материалов трассы трубопровода;
- ознакомление с графиками распределения разности потенциалов "труба-земля" за последние 3 года эксплуатации трубопровода;
- сбор сведений о дате укладки трубопровода в траншею по участкам, ниткам, его диаметре и толщине стенки;
- сбор сведений о выполненных и выполняемых ремонтах трубопроводов;
- ознакомление с материалами предыдущих обследований и выданными рекомендациями.

3.2.2. Дополнительные подготовительные работы, выполняемые при обследовании только:

а) состояния электрохимической защиты трубопровода

- сбор сведений об установках катодной и дренажной защиты на обследуемом участке трубопровода и отводах (км, м установки, дата ввода в эксплуатацию, рабочие режимы к моменту обследования, время и причины простоя);

- сбор данных об установках катодной и дренажной защиты на параллельных и смежных трубопроводах вблизи их пересечения с обследуемым трубопроводом;

- сбор данных об анодных заземлениях, КИПах, системе электроснабжения УКЗ и др.;

- сбор данных о местонахождении изолирующих фланцев и др. средств электрической изоляции на концах или в промежуточных точках обследуемого трубопровода;

б) состояния изоляционного покрытия трубопровода

- сбор сведений о проектном и фактическом виде и типе изоляционного покрытия трубопровода, его участков, в том числе на участках аварийно-восстановленных и капитально отремонтированных;

- сбор сведений о распределении дефектов изоляционного покрытия трубопровода и их классификации (в случае наличия данных ранее проведенных обследований);

- сбор сведений о проведенных шурфовках трубопровода и состоянии изоляции в них;

в) коррозионного состояния трубопровода

- сбор сведений о происшедших по причине коррозии авариях и свищах с указанием места (км, м трубопровода) и даты их происшествий;

- сбор сведений о результатах проведенных ранее шурфовок трубопровода и обнаруженных в них коррозионных повреждений трубопровода;

- сбор сведений о распределении дефектов изоляционного покрытия, их классификации и оценочном состоянии покрытия трубопровода, его участков (при наличии данных ранее проведенных обследований);

- сбор данных об особенностях рельефа (сорах, низинах, солончаках, равнинах, возвышенностях, культурных зонах, водных преградах, барханных песках, болотах, лесных массивах и др.), грунтовых и др. ситуационных условиях, в которых уложен трубопровод;

- ознакомление и сбор сведений об особенностях обеспечения трубопровода, его участков электрозащитой от коррозии со дня укладки его в траншею;

- сбор сведений о температуре трубопровода;

- сбор данных о распределении значений удельных электрических сопротивлений грунтов по трассе трубопровода (изыскательские данные);

г) подземных металлических коммуникаций промплощадки компрессорной станции (КС)

- сбор и изучение схем подземных коммуникаций в части прокладки, пересечений, приближений и удалений коммуникаций, наличия между ними электрических перемычек, связей и т.д.;

- выявляется местонахождение всех видов заземлений, фундаментов и источников постоянного тока, расположенных в пределах промплощадки КС и вблизи подземных коммуникаций;

д) трубопроводов, проложенных в зонах влияния блуждающих токов

- сбор сведений о наличии вероятных источников блуждающих токов, их расположении относительно трассы трубопровода;

- сбор сведений о сближении, удалении, пересечении трубопровода с электрифицированной железной дорогой (э.ж.д.) и о наличии и расположении других коммуникаций;

- сбор сведений о схеме питания контактной сети, о расположении тяговых подстанций, их токовых нагрузках в течение суток, месяца и местах подключения фидеров;

- сбор данных о составе и удельном электрическом сопротивлении грунтов, рельефе местности по трассе трубопровода, особенно детально на участках сближения и пересечения трубопровода с рельсами э.ж.д.;

3.2.3. Камеральная обработка собранных материалов подготовительных работ.

3.2.3.1. Собранные сведения, а также результаты их обработки наносятся на миллиметровую бумагу и при этом подготавливаются:

- подробная "Технологическая схема обследуемого участка трубопровода" с нанесением всех технологических и электрических перемычек; линейных и охранных кранов (приложение № 1);

- "Сводная схема технических данных, характеризующих состояние трубопровода" (приложение 2), далее называемая "Рабочая трассовка".

3.2.3.2. На "Рабочей трассовке" обозначаются:

- установки катодной (дренажной) защиты - УКЗ (УДЗ) - трубопроводов от коррозии, КИПы;
- физические ориентиры по трассе (краны, технологические перемычки, автомобильные и железные дороги, воздушные переходы, каналы, ручьи, водные преграды, свечи и др.);
- тип и вид изоляции (проектные и примененные при ремонте);
- происшедшие по причине коррозии аварии и свищи с указанием даты (число, месяц, год) их возникновения;
- грунт по трассе и участки (места) с наличием резкого чередования видов грунтов (изыскательские данные);
- соровые, солончаковые, обводненные, низинные, хорошо аэрируемые (пески), каменистые участки, дамбы, пахотные поля, культурные зоны, лесные массивы, кустарник, овраги;
- температура трубы трубопровода;
- участки выполненных и выполняемых ремонтов с указанием года и вида ремонта;
- количество лет нахождения трубопровода по участкам без электрозащиты, обеспечивающей нормируемый защитный потенциал;
- распределения удельного сопротивления грунта по трассе трубопровода (проектные и эксплуатационные данные);
- разности потенциалов "труба-земля" при включенных средствах катодной защиты (эксплуатационные данные).

3.2.3.3. Данные, нанесенные на "Рабочую трассовку", анализируются, сопоставляются и производится предварительная классификация протяженных участков трубопровода:

а) по ЭХЗ

- по состоянию электрозащитенности трубопровода по эксплуатационным данным;
- по степени загрузки и наличия резерва по току установок катодной защиты;

б) по изоляции

- по потенциальным диаграммам при включенной защите. Более резкому возрастанию крутизны спада защитного потенциала соответствует более худшее состояние изоляции;

- по потребляемым значениям плотностей защитного тока.

Большим значениям плотностей защитных токов соответствует и худшее состояние изоляции;

- по участкам с температурой газа $\geq 40^{\circ}\text{C}$;

- по результатам ранее проведенных обследований состояния изоляции;

- по данным шурфовки трубопровода;

в) по коррозионному состоянию

- по происшедшим по причине почвенно-грунтовой коррозии авариям и свищам;

- по участкам, продолжительный период не обеспечиваемым электрозащитой;

- по участкам, расположенным в солончаках и сорах;

- по участкам, проходящим через границы раздела грунтов с разными физико-химическими свойствами и резкой разницей аэрации;

- по участкам с температурой газа $\geq 40^{\circ}\text{C}$;

- по участкам с неудовлетворительным состоянием изоляции.

3.2.3.4. Таким образом, в результате камеральной обработки собранных данных подготовительного этапа работ участки трубопровода предварительно классифицируются по:

- степени обеспечения электрозащитой;

- состоянию изоляционных покрытий;

- ожидаемой коррозионной поврежденности трубопровода.

3.2.3.5. Участки раскладываются в ряд по ожидаемой оценке состояния (хуже - лучше, меньше - больше) и сводятся в характерные группы.

3.2.3.6. В соответствии с произведенной вероятностной оценкой состояния участков трубопровода планируется и производится обследование состояния ЭХЗ, изоляционного покрытия и коррозионного состояния трубопровода с уточнением состояния в процессе обследований. При уточнении выполняются измерения $U_{\text{Т-З}}$ методом "выносного электрода", измерение продольного градиента поля коррозионных токов, измерения переходного сопротивления трубопровода, измерение методом "мокрого контакта" и др.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

После выполнения подготовительных работ, изучения и анализа их результатов и в соответствии с согласованным с эксплуатацией планом работ приступают к практическому обследованию состояния электрохимической защиты трубопроводов.

4.1. Обследование состояния защищенности трубопроводов электрохимзащитой

4.1.1. Электрозащищенность - это наличие нормируемой разности потенциалов "труба-земля" на всем протяжении обследуемого трубопровода (в любой его точке), не меньшей по абсолютной величине и постоянной во времени.

Для определения степени электрозащищенности трубопровода, его участков проводятся следующие работы.

4.1.2. Измеряется разность потенциалов "труба-земля" ($U_{Т-З}$) при включенных средствах катодной защиты на момент начала обследования трубопровода.

4.1.3. Измеряется $U_{Т-З}$ после выполнения необходимых регулировок режимов средств ЭХЗ для оптимизации режима работы системы электрозащиты трубопровода.

4.1.4. При выполнении измерений $U_{Т-З}$ и пп. 4.1.2; 4.1.3 одновременно производится регистрация режимов работы установок катодной защиты (УКЗ).

4.1.5. Измеряется естественная разность потенциалов ($U_{Т-З_е}$) при выключенных средствах катодной защиты.

4.1.6. Измерения пп. 4.1.2÷4.1.5 производятся на контрольных измерительных пунктах (КИПах) и во всех местах, доступных для их выполнения (открытые участки трубопровода, краны, старые шурфы и так далее).

4.1.7. При производстве измерений $U_{Т-З}$ при включенных средствах электрозащиты уделяется особое внимание:

а) участкам на стыке защитных плеч соседних УКЗ, на которых $U_{Т-З}$ по абсолютной величине равна или близка к минимальной нормируемой;

б) участкам между КИПами со значениями величины защитного потенциала на КИПах, близкими к минимальным нормируемым, но имеющим повреждения изоляционного покрытия трубопровода.

4.1.8. На участках п. 4.1.7 "а", "б" с целью определения и уточнения их электрозащищенности, а также определения и уточнения защитных плеч и зон УКЗ проводятся измерения $U_{Т-З}$ методом выносного электрода.

4.1.9. По данным измерений пп. 4.1.2; 4.1.3; 4.1.5 и 4.1.8 на "Рабочей трассовке" в масштабе 1:100000 строятся графики распределения $U_{Т-З}$ по длине трубопровода.

4.1.10. Выполняется анализ графиков распределения разности потенциалов: определяются защищенные (имеющие $U_{Т-З}$ не ниже минимальной нормируемой величины) и незащищенные (имеющие $U_{Т-З}$ ниже минимальной нормируемой величины) участки.

4.1.11. Выполняется суммирование защищенных электрозащитой участков, определяется протяженность (в км, м) и процент электрозащищенного трубопровода относительно общей длины обследованного участка.

4.1.12. Для определения возможности обеспечения электрозащитой незащищенных участков обследуемого трубопровода; определения величины защитного тока, обеспечивающего необходимое смещение $U_{Т-З}$ до защитной величины на этих участках, производится постановка опытных установок катодной защиты (ОУКЗ).

4.1.13. По истечении не менее 2-часовой поляризации незащищенного участка

трубопровода, в заранее определенных точках контролируется $U_{Т-3}$. Регулируя силу защитного тока ОУКЗ, добиваются в контролируемых точках $U_{Т-3}$ не менее минимально нормируемой величины.

4.1.14. При установке ОУКЗ временное анодное заземление (АЗ) следует размещать на участках с минимальным удельным электрическим сопротивлением грунта (пойменные участки рек, прудов, озер; ложбины, балки, засоленные и солончаковые участки и т.д.) и в местах, исключаящих вредное влияние на соседние коммуникации, с учетом возможности последующего расположения в этих местах стационарных АЗ.

4.1.15. Результаты постановки опытной защиты заносятся в соответствующие графы таблицы 2 "Результаты ОУКЗ по определению параметров дополнительных средств электрозащиты трубопроводов" и по ним строятся графики распределения $U_{Т-3}$ на "Рабочей трассовке".

4.1.16. Метод определения величины защитного потенциала не дает достоверной информации о защищенности трубопроводов из-за присутствия омической составляющей ($\Delta U_{Т-3_{ом}}$).

4.1.17. Для определения фактической оценки степени электрозащищенности участка трубопровода от почвенной коррозии измеряют его поляризационный потенциал ($\Delta U_{Т-3_{пол}}$).

Для измерения поляризационных потенциалов могут быть применены следующие методы:

- метод отключения источника поляризации.

Этот метод основан на измерении мгновенного значения потенциала трубопровода после момента отключения УКЗ. Учитывается, что омическая составляющая потенциала при отключении защитного тока исчезает практически мгновенно, в то время, как поляризационная составляющая уменьшается во много раз медленнее.

Таблица 2

Результаты постановки ОУКЗ по определению параметров дополнительных средств защиты трубопровода

№ № п/п	Дата прове- дения ра- боты	Место уста- новки ОУКЗ на трассе (км)	Под- дер- жи- вае- мый ток ОУК З (А)	Потенциал "труба- земля" в точке дренажа по МСЭ (В)	Длина защит- ных плеч ОУКЗ (км)	Защит- ная плот- ность тока на участк е защит- ной зоны ОУКЗ, мА/м^2	Распо- ложе- ние АЗ и рас- стоя- ние до трубо- про- вода, м	Удель- ное электри- ческое сопро- тивле- ние грунта в месте уста- новки АЗ (Ом·м) крат- кая ха- ракте- ристи- ка места рас-	В случа е 2-, 3- ни- точ- ного трубо- про- вода ука- зать схему под- клю- чения ОУКЗ к нит- кам (сов- мест- но,	Рас- стоя- ние до бли- жай- шего источ- ника эл. пита- ния и его крат- кая харак- терис- тика	Под- пись ис- полни- теля	Приме- чания (Значе- ния $U_{Т-3}$ по КИПам при опреде- лении зоны защиты ОУКЗ, пересе- чение трубо- провода с др. подземн. ком- муни- кациями, наличие пере-
---------------	--	---	---	--	--	---	--	--	---	--	---------------------------------------	--

1	2	3	4	до поста - новки ОУКЗ	после 2-ча- совой работ ы ОУКЗ	по ходу газа	про- тив хода газа	9	10	поло- жения АЗ	раз- дель- но)	13	14	мычек - технолог., электрич. и пр.)
				5	6	7	8			11	12			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Однако этот метод труден в осуществлении, требует одновременного отключения нескольких УКЗ и УКЗ соседних параллельных или пересекаемых трубопроводов и очень короткого времени измерения после момента синхронного отключения. Метод отключения нельзя использовать на участках трубопроводов, подверженных действию блуждающих токов.

- экстраполяционный метод.

Экстраполяционный метод определения поляризационных потенциалов ($\Delta U_{T-3_{пол}}$) трубопровода позволяет исключить падение напряжения на сопротивлении участка грунта ($\Delta U_{T-3_{ом}}$) и не требует специально оборудованных КИПов.

4.1.18. Из перечисленных методов определения $\Delta U_{T-3_{пол}}$ наиболее целесообразным в применении для условий эксплуатации трубопроводов является экстраполяционный метод с двумя электродами сравнения и двумя измерительными приборами.

4.1.19. В качестве измерительных приборов могут использоваться серийно выпускаемые вольтметры, имеющие входное сопротивление не менее 1 МОм, например, высокоомный вольтметр ВВ-1 ($R_{вх} = 100 \text{ МОм}$), комбинированный прибор 43313 ($R_{вх} = 20 \text{ МОм}$).

4.1.20. Схемы измерения U_{T-3} на КИПах и методом выносного электрода; схемы, методы и формулы определения $\Delta U_{T-3_{пол}}$ изложены в "Пособии по электрометрическим измерениям, применяемым при обследовании трубопроводов" (Приложение № 11).

Последовательность рабочих операций, выполняемых при измерениях U_{T-3} , в том числе методом выносного электрода; постановка ОУКЗ с монтажом временного АЗ; измерениях и определении $\Delta U_{T-3_{пол}}$ экстраполяционным методом изложены в соответствующих технологических картах на эти работы.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 1

Измерение разности потенциала U_{T-3}

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления; приборы; инструменты; материалы
1.	Снять крышку корпуса медносульфатного электрода	

2.	Проверить уровень заполнения корпуса электрода раствором медного купороса пересыщенной концентрации	
3.	Зачистить стержень электрода до блеска	наждачная бумага
4.	Вставить электрод в корпус и завернуть крышку	
5.	Записать дату проведения измерения	рабочий журнал
6.	Записать номер нитки, километр, метр места измерения	-"
7.	Открыть щиток контрольно-измерительного пункта	
8.	Зачистить контакт контрольного вывода	напильник, наждачная бумага
9.	Собрать схему измерения	
10.	Установить измерительный прибор	высокоомный вольтметр
11.	Произвести установку стрелки измерительного прибора на ноль	-"
12.	Установить переключатель пределов измерения на максимальный предел	-"
13.	Сделать углубление в грунте для установки медносульфатного электрода	лопата
14.	Увлажнить грунт в углублении	вода
15.	Установить МСЭ в углубление	
16.	Переключателем пределов установить предел, соответствующий значению измеряемой величины	высокоомный вольтметр
17.	Произвести измерение значения разности потенциала $U_{Т-З}$	-"
18.	Записать значение потенциала $U_{Т-З}$	рабочий журнал
19.	Разобрать схему	
20.	Закрыть щиток КИПа	

Примечание: Операции по пп.1 ÷ 4 выполняются 1 раз в смену перед началом работы.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 2

Измерение естественной разности потенциалов "труба-земля" методом выносного электрода

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления; приборы; инструмент; технические материалы
-----------	---	--

1.	Отключить УКЗ	
2.	Располяризовать трубопровод	
3.	Открыть щиток контрольно-измерительного пункта	ключ
4.	Зачистить контакт контрольного вывода КИПа	наждачная бумага, напильник
5.	Собрать схему измерения	высокоомный вольтметр, катушка с длинным проводом
6.	Записать дату измерений, номер нитки, километр, метр места измерения	полевой журнал
7.	Установить измерительный прибор и вывести стрелку прибора на ноль	высокоомный вольтметр
8.	Установить предел измерения	-"-
9.	Выбрать шаг измерений	
10.	Произвести измерение и отсчет значения разности потенциалов, записать результат в журнал	высокоомный вольтметр, рабочий журнал
11.	Продолжить измерения и запись в журнал	высокоомный вольтметр, МСЭ, мерный сажень (рулетка)
12.	Произвести запись	рабочий журнал
13.	Разобрать схему измерений	высокоомный вольтметр, катушка с длинным проводом, МСЭ, проводники
14.	Закрыть щиток контрольно-измерительного пункта	
15.	Включить УКЗ	

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 3

Установка опытной УКЗ с монтажом временного анодного заземления

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления; приборы; инструменты; материалы
1.	Записать дату проведения работы	рабочий журнал
2.	Записать километр, метр места установки ОУКЗ на трассе, номер нитки	-"-
3.	Открыть щиток КИПа	
4.	Зачистить контакт вывода КИПа	наждачная бумага,

5.	Измерить потенциал $U_{Т-З}$	напильник высокоомный вольтметр, МСЭ
6.	Записать результат	рабочий журнал
7.	Подъехать к месту установки временного анодного заземления	
8.	Измерить удельное сопротивление грунта в зоне анодного заземления	металлические штыри, М-416
9.	Записать результат	рабочий журнал
10.	Установить заземлители в грунт и соединить их шиной между собой	
11.	Подсоединить кабель к заземлению	
12.	Оградить место (зону) анодного заземления ОУКЗ или выставить наблюдающих	
13.	Передвигаясь на а/машине в сторону трубопровода, размотать кабель с барабана	
14.	Забить штыри временного защитного заземления генераторной группы и соединить с корпусом а/машины	
15.	Измерить значение защитного заземления, которое должно быть не более 10 Ом	М-416
16.	Записать результат	рабочий журнал
17.	Подсоединить конец анодного кабеля к клемме "+" генгруппы	гаечный ключ
18.	Один конец дренажного кабеля подсоединить к "-" генгруппы	"-"
19.	Размотать дренажный кабель	
20.	Проверить значение напряжения между точкой дренажа и вторым концом дренажного кабеля	
21.	Подсоединить второй конец дренажного кабеля к точке дренажа	
22.	Установить регулятор напряжения генератора на ноль	генгруппа
23.	Проверить наличие защитных кожухов на вращающихся частях	генгруппа
24.	Включить генератор	"-"
25.	Вывесить плакат "Не переключать, работают люди" на руль а/машины	"-"
26.	Установить режим генератора на поддержание требуемых параметров (не менее -0,90 В на концах плеч)	"-"
27.	Поляризовать трубопровод не менее 2 часов с	

	поддержанием необходимого потенциала в точке дренажа и на концах защитных плеч	
28.	Записать значения тока и напряжения генератора	рабочий журнал
29.	Вывести на ноль регулятор напряжения	генгруппа
30.	После снижения выходного напряжения до нуля выключить генератор	-"
31.	Отсоединить дренажный кабель в точке дренажа	
32.	Собрать дренажный кабель и уложить в машину (намотать на барабан)	
33.	Закрыть щиток КИПа	
34.	Отсоединить дренажный и анодный кабели от генгруппы	
35.	Снять плакат с руля а/машины	
36.	Переезжать и сматывать анодный кабель на барабан	
37.	Отсоединить кабель от заземления	
38.	Вынуть анодные заземлители из грунта, уложить в а/машину и снять ограждение или наблюдающих	

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 4

Измерение поляризационного потенциала трубопровода экстраполяционным методом

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления; приборы; инструменты; материалы
1.	Подготовить МСЭ к работе	МСЭ, дистиллированная вода
2.	Подобрать два МСЭ с наименьшей разностью потенциалов между ними	МСЭ, вольтметр
3.	Записать дату измерения, номер нитки, км.м места измерения	рабочий журнал
4.	Открыть щиток контрольно-измерительного пункта	специальный ключ
5.	Зачистить контакт контрольного вывода	напильник, наждачная бумага
6.	Собрать схему измерения	МСЭ - 2 шт., вольтметр - 2 шт., провода
7.	Подготовить вольтметры к измерениям	Инструкция по вольтметрам

8.	Подготовить места установки МСЭ	лопата, канистра с водой
9.	Установить МСЭ	
10.	Проверить разность потенциалов между электродами и подобрать оптимальное расстояние между ними	
11.	Открыть ближайшую УКЗ	ключ
12.	Выбрать уровень изменения режима катодной станции для измерения	
13.	Выполнить отсчет значения потенциалов сооружение -земля $U_{Т-З}$ и между первым и вторым электродами U_{12} при рабочем режиме УКЗ	
14.	Записать значения потенциалов в таблицу	рабочий журнал
15.	Переключить УКЗ на новый режим работы	УКЗ
16.	Выполнить отсчет значения потенциалов сооружение-земля $U_{Т-З}$ и между электродами U_{12} при измененном режиме	
17.	Переключить УКЗ на рабочий режим	
18.	Выждать 1 ÷ 1,5 минуты	
19.	Операции по пп. 13 ÷ 18 выполнить два раза	
20.	Разобрать схему	
21.	Закрыть КИП	
22.	Вычислить по формуле значения поляризационного потенциала	рабочий журнал
23.	Записать их в таблицу	-"-
24.	Вычислить среднее значение поляризационного потенциала	-"-
25.	Записать среднее значение поляризационного потенциала в таблицу	-"-

4.2. Обследование состояния и параметров установок катодной защиты (УКЗ)

4.2.1. Установка катодной защиты (УКЗ) - это комплекс сооружений, предназначенный для катодной поляризации трубопровода внешним постоянным током. УКЗ состоит из преобразователя напряжения (станции катодной защиты - СКЗ), анодного заземления (АЗ), защитного заземления (ЗЗ), катодного вывода трубопровода и соединительных электролиний.

Составными частями электрической цепи УКЗ являются защищаемый трубопровод и объем грунта, замыкающий анодный и катодный участки электрической цепи.

4.2.2. Целью обследования установок катодной защиты трубопроводов является определение их состояния и возможности обеспечения непрерывной во времени и

достаточной по уровню катодной поляризации на всем протяжении трубопровода существующими установками.

4.2.3. При обследовании состояния и параметров установок катодной защиты выполняются следующие работы:

- ознакомление с журналом эксплуатации и ремонта установки катодной защиты и ее паспортом;

- обследование и регистрация фактического состояния УКЗ, а именно: км, м установки станции на трубопроводе; количество СКЗ в УКЗ, тип и схема соединения СКЗ между собой и с нитками трубопровода, АЗ; параметры СКЗ (сила тока и напряжение); $U_{Т-З}$ в точке дренажа; ток, потребляемый каждой ниткой многониточного трубопровода при их совместной поляризации; расположение АЗ относительно трубопровода по ходу газа и его расстояние от трубопровода;

- определение типа, марки, сечения, длины дренажного и анодного кабелей; характеристики питания СКЗ; состояния электроизмерительных приборов станций, всех ее контактных соединений, переключателей выходного напряжения, соединительных кабелей УКЗ и т.д.;

- определение переходного сопротивления АЗ ($R_{АЗ}$) и защитного заземления ($R_{ЗЗ}$);

- определение переходного сопротивления АЗ ($R_{АЗ}$) позволит выяснить его качественное состояние, а следовательно, возможность УКЗ по току в пределах его номинального значения;

- вывод установок на новый оптимальный режим работы;

- контроль правильности показаний амперметра и вольтметра СКЗ контрольными приборами;

- определение процента резерва СКЗ по току;

Процент резерва установки по току находится по формуле:

$$\text{Пр} = 100 - \frac{I_{\text{ст}} \cdot 100}{I_{\text{н}}}, \%$$

где $I_{\text{ст}}$ - рабочая сила тока станции (СКЗ), А;

$I_{\text{н}}$ - номинальная сила тока станции (СКЗ), А.

Данные обследования УКЗ помещаются на "Рабочей трассовке" и в таблице № 3 "Результаты обследования состояния и параметров установок катодной защиты (УКЗ) трубопровода".

Схемы и формулы измерения и определения значений удельного электрического сопротивления грунта ($\rho_{\text{гр}}$), переходного сопротивления анодного заземления ($R_{АЗ}$) изложены в "Пособии по электрометрическим измерениям+" (Приложение № 11).

Последовательность рабочих операций, выполняемых при измерениях $\rho_{\text{гр}}$, $R_{АЗ}$ приведены в соответствующих Технологических картах на эти работы.

4.2.4. Производится выявление причин неработы УКЗ. Проводится анализ причин отказов в работе установок катодной защиты с определением их удельного веса в процентах.

(УКЗ) трубопровода

№ № п/п	Дата обс- ле- дова - ния	км, м мес- та уста - нов- ки УКЗ на трас - се и ее но- мер	Коли - чест- во СКЗ в УКЗ и их тип	Схе - ма сое- ди- не- ния СКЗ , ни- ток, АЗ в УКЗ	Режим УКЗ				Соп - ро- тив- ле- ние рас- те- ка- нию АЗ, Ом	Удель - ное элект- ричес- кое сопро- тив- ление грунта в зоне АЗ, Ом·м	Раз- ность потен- циало в "труба - земля " в точке дре- нажа УКЗ, В	Ток, по- треб- ляе- мый трубо - про- вом, А	Дли- на за- щит- ной зон ы УКЗ, км·м	Расстояни е АЗ и располо- жение относи- тельно трубо- провода по и против хода газа	Дата пуск а УКЗ в эксп- лу- ата- цию, уста- нов- ка и подк - лю- че- ние	Ха- рак- те- рис- тик пит- ния СКЗ	
					Сила тока, А		Напряже- ние, В										% ре- зер- ва УКЗ по току
					по при-	по конт-	по при-	по конт-									

					бору СКЗ	роль - ному при- бору	бору СКЗ	роль - ному при- бору										
															по про- екту	фак- ти- чес-		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 5

Измерение удельного электрического сопротивления грунта ($\rho_{гр}$)

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления; приборы; инструменты; материалы
1.	Подготовить металлические контактные электроды	контактные электроды - 4 шт., проводники
2.	Записать дату измерений, номер нитки трубопровода, км, м места измерения	рабочий журнал
3.	Забить электроды в грунт по линии, перпендикулярной трубопроводу	кувалда
4.	Собрать схему измерений	контактные электроды, проводники, измерительный прибор
5.	Установить измерительный прибор	М-416 и другие
6.	Произвести контроль питания (для М-416) измерительных приборов	-"-
7.	Произвести измерение	-"-
8.	Записать результаты	рабочий журнал
9.	Вычислить значение удельного электрического сопротивления грунта по формуле	Пособие по электрометрическим измерениям, применяемым при комплексном обследовании состояния подземных магистральных трубопроводов
10.	Записать результат	рабочий журнал
11.	Разобрать схему измерений	

Измерение переходного сопротивления электрического тока анодного (или защитного) заземления

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления; приборы; инструменты; материалы
1.	Записать дату измерения, номер нитки; номер УКЗ	полевой журнал
2.	Открыть кожух СКЗ и отключить УКЗ	ключ от замка, диэлектрические перчатки
3.	Отсоединить кабель линии постоянного тока, идущий к АЗ	гаечные ключи
4.	Забить в грунт три металлических электрода с расстояниями в зависимости от заземления и в соответствии с инструкцией к измерительному прибору (М-416)	электроды - 3 шт., кувалда, инструкция к прибору М-416
5.	Подключить проводники сначала к электродам, а затем к прибору М-416	проводники, прибор М-416
6.	Произвести измерение	М-416
7.	Записать результат	полевой журнал
8.	Разобрать схему измерения	
9.	Извлечь из грунта 3 металлических электрода	
10.	Подключить кабель линии постоянного тока, идущий к АЗ. Включить СКЗ и закрыть ее кожух	гаечный ключ, ключ от замка

Основными внутренними причинами отказов в работе УКЗ могут быть:

- обрыв цепи АЗ;
- обрыв катодного участка цепи;
- пробой диодов выпрямительного блока;
- нарушение контактов переключателей;
- нарушение контактов вводных разъемов;
- перегорание предохранителей;
- выход из строя трансформаторов.

Основными внешними причинами отказов в работе УКЗ являются:

- отключение ЛЭП;

- отказ высоковольтного трансформатора;
- выход из строя разъединителя;
- обрыв проводов ЛЭП.

Удельный вес тех или иных причин отказов в процентах может быть определен по формуле:

$$T = \frac{K_i}{K} \cdot 100, \%$$

где K - общее количество отказов по разным причинам;

K_i - количество отказов по одной какой-либо причине.

Данные анализа отказов работы УКЗ, их причины, значение их удельных весов в % должны быть занесены в журнал обследования УКЗ.

4.3. Оптимизация электрохимической защиты трубопроводов от коррозии

4.3.1. Эксплуатация и контроль системы электрохимической защиты трубопроводов, особенно в северной зоне страны, связаны с большими трудностями, обусловленными природными условиями: большая степень заболоченности, залесенность, бездорожье и снежные заносы зимой, а также большим количеством отказов и простоев в работе средств ЭХЗ, связанных с повреждениями вдольтрассовых ЛЭП, питающих станций катодной защиты.

4.3.2. В связи с этим представляет большой практический и экономический интерес возможность обеспечения электрозащитой трубопроводов в промежутке между компрессорными станциями (КС) установками катодной защиты (УКЗ), расположенными вблизи КС.

4.3.3. Для осуществления оптимизации электрозащиты трубопроводов УКЗ, расположенными вблизи КС, проводят следующие работы:

а) измерение защитного потенциала межкомпрессорного участка трубопровода при работе существующих УКЗ с регистрацией их токовых рабочих режимов;

б) выключение всех УКЗ, кроме двух крайних, ближайших к КС (опорных), и выведение (регулировка) режимов их с целью достижения в точках дренажа максимально допустимых значений защитного потенциала;

в) измерение защитного потенциала на всей протяженности участка между КС при работе двух опорных УКЗ.

При этом уделяется особое внимание участкам, на которых защитный потенциал по абсолютной величине равен или близок к минимальному нормируемому, и участкам между КИПами с величиной защитного потенциала на КИПах не ниже минимальной нормируемой, имеющим локальные повреждения изоляционного покрытия трубопровода.

4.3.4. При наличии в промежутке между КС незащищенного участка (участков) трубопровода проводится включение в работу еще по одной УКЗ с каждой стороны или включение УКЗ в середине участка с повторением измерений защитного потенциала в отмеченных (п. "в") и контролируемых точках участка (участков) и т.д.

4.3.5. Измерение защитного потенциала трубопровода на всей протяженности межкомпрессорного участка при включенных опорных УКЗ методом выносного электрода.

4.3.6. В случае наличия в эксплуатирующей трубопровод организации данных состояния

электрозащитности межкомпрессорного участка трубопровода, анализ которых не вызывает сомнений в осуществлении оптимизации его электрозащиты, п. 4.3.3-а может не выполняться.

4.3.7. Для практической реализации метода оптимизации необходимо:

- обеспечить надежную работу оставшихся опорных УКЗ;

Для повышения надежности УКЗ могут быть предложены мероприятия: установка дополнительной параллельной СКЗ в схему действующей УКЗ, ежедневный контроль наличия напряжения на питающей ЛЭП; ежедневный осмотр состояния работающих опорных УКЗ, ежедневный контроль потенциала в районе линейных кранов, по изменению значения которого можно судить о выходе из строя УКЗ, изменения ее режима по току и т.д.

- осуществлять дальнейший контроль уровня защищенности трубопровода в точках (на участках), в которых при измерениях методом выносного электрода был зафиксирован минимальный потенциал.

4.3.8. Вопрос надежного обеспечения 100% электрозащиты трубопроводов УКЗ, расположенными вблизи КС, наиболее целесообразно решать для каждого конкретного участка после проведения экспериментальных работ в соответствии с пп.4.3.3 ÷ 4.3.5, т.к. возможность 100% защиты зависит от многих факторов: состояния изоляционного покрытия и количества ниток трубопровода, удельного электрического сопротивления грунта по трассе трубопровода, наличия водных преград и т.д.

По результатам всего комплекса работы по электрозащите обследуемого участка трубопровода подготавливается и на миллиметровой бумаге в принятых условных графических обозначениях вычерчивается "График состояния электрозащитности и возможностей обеспечения электрозащиты от коррозии участка трубопровода" (Приложение 3).

4.4. Основные исходные данные для проектирования реконструкции электрохимзащиты (ЭХЗ)

В случае, когда обследование выполняется силами проектных организаций и возникает необходимость проектирования дополнительных средств ЭХЗ, дополнительно к изложенному ранее в разделе необходимо: обеспечивать представление нижеследующих основных исходных данных для проектирования реконструкции ЭХЗ.

4.4.1. Основными исходными данными для проектирования реконструкции электрохимзащиты линейной части трубопровода являются:

- задание на проектирование реконструкции электрохимзащиты;
- согласования на отвод земель для реконструируемых и дополнительных УКЗ ;
- технические условия на подключение к источникам электроснабжения для дополнительных УКЗ ;
- сведения об эффективности существующих средств защиты (в том числе на смежных коммуникациях);
- сведения о марке стали, диаметре, толщине стенки и изоляции трубы (при необходимости подключения новой дренажной линии к трубопроводу);
- план трассы трубопровода М 1:5000 ÷ 1:10000;
- ведомость смежных (сопутствующих и пересекаемых) трубопроводов, кабельных линий и ВЛ6 (10) кВ;
- ведомость пересечений с железными дорогами;

- ведомость сельхозугодий и землепользователей;
- сведения о коррозионных условиях на трассе (наличие блуждающих токов, значения удельных электросопротивлений грунтов, коррозионная агрессивность грунтов и вод);
- рекомендуемое дополнительное анодное заземление (при необходимости): поверхностное, глубинное, сосредоточенное, рассредоточенное, его реконструкция, а также геологические и гидрогеологические сведения до глубины 100 ÷ 200 м для глубинных анодных заземлений для реконструируемых и дополнительных УКЗ. При применении поверхностных анодных заземлений - значение удельного электрического сопротивления грунта (не менее 5-ти значений, измеренных по краям и в центре площадки) в местах расположения дополнительных анодных заземлений;
- планы участков в месте размещения реконструируемых и дополнительных установок катодной и дренажной защиты в масштабе 1:2000 ÷ 1:5000;
- длина защитных зон существующих и дополнительных УКЗ;
- величина защитного тока установок на момент обследования;
- смещение потенциала в точках дренажа;
- сопротивление соединительных линий;
- сопротивление анодных заземлений;
- ведомости существующих и недостающих КИП.

4.4.2. Основными исходными данными для проектирования реконструкции электрохимзащиты подземных металлических сооружений компрессорных станций (КС) являются:

- задание на проектирование реконструкции электрохимзащиты;
- согласования на отвод земель для строительства реконструируемых и дополнительных УКЗ;
- технические условия на подключение к источникам электроснабжения дополнительных УКЗ;
- ситуационный план площадки и внеплощадочных коммуникаций М 1:5000;
- сводный план сетей М 1:500;
- перечень коммуникаций, подлежащих защите;
- диаметры защищаемых коммуникаций, их изоляция;
- коррозионные условия местности (коррозионная агрессивность грунтов и вод, наличие блуждающих токов);
- сведения об эффективности существующих средств защиты;
- согласования на размещение рассредоточенных анодных заземлений на территории промплощадки;
- геологические, геофизические, гидрогеологические сведения до глубины 100 ÷ 200 м для глубинных анодных заземлений реконструируемых и дополнительных УКЗ. При применении поверхностных анодных заземлений - значение удельного электрического сопротивления грунта. Не менее 5-ти значений, измеренных по краям и в центре площадки под анодные заземления дополнительных и реконструируемых УКЗ;

- планы площадок под реконструируемые и дополнительные УКЗ в масштабе 1:500 с размещением рекомендуемых анодных заземлений (рассредоточенные, поверхностные, глубинные), их конструкции. Пункты подключения дренажных линий к коммуникациям и величины потенциалов в точках дренажа;

- значение защитных токов дополнительных и реконструируемых УКЗ.

4.4.3. Основными исходными данными для проектирования реконструкции электрохимзащиты коммуникаций подземных хранилищ газа (ПХГ) являются:

- задание на проектирование реконструкции электрохимзащиты;
- согласования на отвод земель для дополнительных средств ЭХЗ;
- технические условия пересечений подземных и надземных инженерных коммуникаций;
- технические условия на подключение дополнительных и реконструируемых средств ЭХЗ к источникам электроснабжения;

- планы площадок под реконструируемые и дополнительные УКЗ в масштабе 1:2000 с размещением рекомендуемых анодных заземлений;

- пункты подключения дренажных линий к коммуникациям и величины потенциалов в точках дренажа;

- план коммуникаций и скважин на топооснове в масштабе 1:5000 ÷ 1:10000;

- глубина и конструкция скважин, диаметр и толщина стенки обсадных труб;

- диаметр и толщина стенки шлейфов, ингибиторопроводов, их протяженность, сведения об их изоляции;

- геологический, геофизический и гидрогеологический разрез скважин до глубины 100 ÷ 200 м;

- расположение источников электроснабжения;

- коррозионные условия местности (коррозионная активность грунтов и вод, наличие блуждающих токов);

- сведения о защите действующих, а также смежных коммуникаций и эффективности существующих средств защиты;

- значения защитных токов дополнительных и реконструируемых УКЗ.

4.5. Методика сбора основных исходных данных для проектирования реконструкции электрохимзащиты

4.5.1. Основные исходные данные для реконструкции электрохимзащиты должны быть определены в процессе обследования существующей системы электрохимзащиты.

4.5.2. Независимо от объекта обследования (линейная часть, КС или ПХГ) сбор исходных данных проводят в нижеследующей последовательности.

4.5.3. В подготовительном периоде:

- получают разрешение на проведение проектно-изыскательских работ и задание на проектирование;

- в проектных институтах проводят сбор следующих первичных проектных материалов: топографический плановый материал, геологические, геофизические, геоморфологические и гидрогеологические данные, ведомости смежных (сопутствующих и пересекаемых)

трубопроводов, кабельных линий и ВЛ6 (10) кВ, пересечений с железными и автомобильными дорогами, сельхозугодий и землепользователей; сведения о коррозионных условиях, параметрах трубопроводов и изоляции подземных коммуникаций и их технологическую схему.

4.5.4. В полевой период обследования, в процессе полевой камеральной обработки результатов измерений разности потенциалов труба-земля (с учетом данных по методу выносного электрода), определения эффективности установок электрохимзащиты, - уточняют тип электрохимзащиты (катодная или дренажная), характер влияния электрохимзащиты смежных сооружений и на смежные сооружения, выявляют установки, подлежащие реконструкции.

4.5.5. Реконструкции подлежат установки и сооружения электрохимзащиты:

- морально устаревшие и физически изношенные;
- не имеющее запаса мощности (или других параметров) для обеспечения трубопроводов электрохимзащитой на последующий десятилетний период времени (с учетом старения защитного покрытия);
- не позволяющие проведение достоверного контроля защищенности;
- установки и узлы которых не соответствуют современным требованиям НТД.

4.5.6. Устанавливают необходимость дополнительных установок электрохимзащиты. Дополнительные установки катодной защиты, а также их виды, контрольно-измерительные пункты проектируются в случае, если: существующие (с учетом реконструируемых) средства защиты не обеспечивают нормативный защитный потенциал (ГОСТ 25812-83. Приложение 2. Таблица 1) и его объективный контроль (контрольно-измерительные пункты не установлены в местах с наименьшими значениями защитного потенциала, места установки не соответствуют требованиям НТД).

4.5.7. Основные исходные данные для проекта дополнительной установки катодной защиты (длина защитной зоны, величина защитного тока, смещение потенциала в точке дренажа, значение удельного сопротивления в рекомендуемом месте размещения анодов) определяются методом включения опытной катодной станции.

4.5.8. Принимают конкретные технические решения по реконструкции и дополнительным УКЗ. Уточняют и корректируют первичные планы реконструируемых УКЗ, составляют (в масштабе 1:2000 ÷ 1:5000) планы дополнительных УКЗ. При корректировке планов реконструируемых УКЗ особое внимание обращают на: состояние опор и изоляторов, количество, марку, сечение подводящих проводов и кабелей к анодным заземлениям и точек дренажа, расстоянию между опорами, количество рядов и заземлителей в ряду, материал и год строительства анодного заземления, измеряют переходное сопротивление анодного заземления и удельное электрическое сопротивление грунтов.

4.5.9. Получают технические условия на подключение к источникам электроснабжения.

4.5.10. Скорректированные (составленные новые) плановые материалы с нанесенными принятыми техническими решениями (предварительные чертежи УКЗ) согласовывают с землепользователями и другими заинтересованными лицами.

4.5.11. Уточняют и корректируют первичный проектный материал (привязывают и наносят на топооснову вновь появившуюся ситуацию, подземные и наземные пересечения и т.д.), уточняют гидрогеологические данные и коррозионные условия.

4.5.12. В камеральный период, на уточненном топографическом материале с согласованными проектными решениями, выполняют рабочую документацию и завершают проект реконструкции средств электрохимзащиты с учетом требований НТР, перечисленных в пп. 1.5; 1.6 и Приложении 1 раздела 12 "Методические указания по проектным работам на реконструкцию системы электрохимзащиты газопроводов".

4.5.13. В проектах электрохимзащиты следует использовать нормативно-проектные (типовые) решения, разработанные институтом ВНИПИтрансгаз для всех почвенно-климатических зон, кроме северной, и институтом ЮжНИИгазпрогаз - для северной почвенно-климатической зоны.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

5.1. Изоляционное покрытие является основным компонентом комплексной защиты трубопроводов от коррозии, и его состояние решающим образом влияет на эффективность электрохимической защиты.

5.2. Состояние изоляционного покрытия трубопровода, его участков определяется на основании сопоставительного анализа эксплуатационной и проектно-изыскательской документации, результатов электрометрических измерений с выборочной оценочной шурфовкой.

5.3. После выполнения подготовительных работ (пп.3.2.1; 3.2.2-б), нанесения их результатов на "Рабочую трассовку" и анализа их данных составляют план-график работ и приступают к обследованию.

5.4. Результаты обследований ежедневно должны наноситься на "Рабочую трассовку", по которой выполняется обобщенный сравнительный анализ и определение обобщенных предварительных оценок состояния изоляции укрупненных участков трубопровода. После чего планируется и выполняется обследование с детализацией и уточнением обобщенных оценок.

5.5. Обследование состояния изоляционного покрытия трубопровода предусматривает вначале определение обобщенных сравнительных оценок с последующей детализацией и уточнением.

5.6. Определение обобщенных сравнительных оценок состояния изоляционного покрытия участков трубопровода производится по:

5.6.1. Характеру изменения потенциальной диаграммы электрозащищенности трубопровода.

При этом надо учитывать, что при удалении от точки дренажа УКЗ (ОУКЗ) крутизна спада защитного потенциала на графике должна уменьшаться постоянно.

Участки, на которых при удалении от точки дренажа крутизна спада защитного потенциала резко возрастает, надо расценивать как участки с худшей по отношению к соседним участкам изоляцией.

5.6.2. Затрачиваемым средним значением плотностей защитного тока на 1 м^2 защищаемой поверхности трубопровода.

Плотность защитного тока определяется по силе тока и защитной зоне УКЗ (ОУКЗ).

В связи с тем, что плотности токов по плечам УКЗ (ОУКЗ) могут значительно отличаться по значению, следует определить соотношение распределения токов УКЗ (ОУКЗ) по плечам защитной зоны и вычислять значение плотностей защитных токов по каждому плечу отдельно, используя метод падения напряжения на трубопроводе или бесконтактный измеритель тока (БИТ) П.О. "Союзоргэнергогаз".

5.6.3. Полученные данные наносятся на "Рабочую трассовку", и по ним производится (раздельно и совместно) предварительный укрупненный анализ и сопоставление состояния

(хуже - лучше, меньше - больше) изоляции отдельных участков (мест) трубопровода.

Участки (места) трубопровода обозначаются по состоянию изоляции как:

- места с наибольшими суммарными площадями сквозных дефектов в изоляционном покрытии;
- места со средними суммарными площадями сквозных дефектов в изоляционном покрытии;
- места с минимальными суммарными площадями сквозных дефектов в изоляционном покрытии;
- места без сквозных дефектов в изоляционном покрытии.

Понятие "место" подразумевает один или несколько погонных метров трубопровода с однородным состоянием изоляционного покрытия.

За минимальную оценочную единицу принимается один погонный метр.

Количественная оценка суммарных площадей дефектности производится для каждого конкретного обследованного участка трубопровода после обследования состояния изоляции трубопровода в контрольных шурфах.

5.7. Схемы измерения падений напряжения, формулы определения значений токов, текущих по трубопроводу, схема и метод определения значений плотности защитного тока по плечам защитной зоны изложены в "Пособии по электрометрическим измерениям..." (Приложение 11).

5.8. Определение защитной плотности тока по силе тока и защитной зоны УКЗ изложено в Технологической карте № 7 выполнения этой работы.

5.9. При принятии решения об оценке состояния изоляции по результатам ее обобщенной оценки возникает вопрос о том, все ли изоляционные покрытия на участке равномерно имеют плохое состояние, либо изоляционный материал находится в удовлетворительном состоянии, но в покрытии имеются отдельные существенные сквозные дефекты.

К существенным следует относить дефекты с площадями, дифференцированными относительно различных скоростей коррозии в соответствии с таблицей 4, данные в которой приведены для трубопроводов диаметром 1020 мм и более.

5.9.1. Чтобы ответить на этот вопрос, выполняется детализированное обследование состояния изоляционного покрытия трубопровода с нахождением мест сквозных дефектов при помощи аппаратуры - искателя повреждений изоляции (ИПИ) со стрелочной или цифровой индикацией выходного сигнала.

Нахождение мест повреждений изоляции аппаратурой ИПИ-76, ИПИ-85 или ей аналогичной изложено в Технологической карте № 8.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 7

Определение защитной плотности тока по силе тока и защитной зоны УКЗ

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления; приборы; инструмент; материалы
1.	Записать дату работ, номер нитки, км.м трассы трубопровода	полевой журнал
2.	Отключить соседние УКЗ	

3.	Произвести деполяризацию трубопровода в течение не менее 48 часов	
4.	Записать показание амперметра испытуемой установки катодной защиты (УКЗ)	полевой журнал
5.	Произвести измерение силы тока испытуемой УКЗ контрольным прибором	высокоомный вольтметр, щупы, проводники
6.	Записать значение измеренной силы тока	полевой журнал
7.	Произвести измерение защитных потенциалов по КИПам с целью определения конца защитной зоны на ее плечах	высокоомный вольтметр, МСЭ, проводники
8.	Записать значения измеренных $U_{Т-З}$	полевой журнал
9.	Произвести уточнения границ защитной зоны испытуемой УКЗ методом выносного электрода в промежутках между КИПами	высокоомный вольтметр, катушка с длинным проводом, МСЭ
10.	Записать значения уточненных границ защитной зоны УКЗ	полевой журнал
11.	Произвести измерение расстояния от точки дренажа УКЗ до концов ее защитной зоны	мерный сажень (рулетка)
12.	Записать значение измеренного расстояния	полевой журнал
13.	Определить величину защитной плотности тока по формуле	Пособие по электрометрическим измерениям, применяемым при комплексном обследовании состояния подземных магистральных трубопроводов, п. 3.2.2-а
14.	Определить распределения токов УКЗ и защитных плотностей тока по плечам защитной зоны	

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 8

Нахождение мест повреждений изоляции прибором ИПИ-85

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления, приборы, инструмент, технические материалы
1.	Подсоединить генератор к трубопроводу и рабочему заземлению	генератор, рабочее заземление, провода
2.	Подать на вход генератора питающее напряжение	аккумулятор, провода
3.	Включить генератор и установить оптимальный режим его работы	

4.	Записать дату проведения работ, номер нитки, км.м точки подключения схемы, положение переключателя пределов напряжений генератора; ток рабочей цепи, направление движения оператора относительно хода газа	полевой журнал, прибор Ц 4314
5.	Установить км.м, расстояние до ближайшего физического ориентира на трассе (УКЗ, КИП, опора ЛЭП и т.д.) места подключения генератора к трубопроводу и записать результат	полевой журнал
6.	Произвести измерения и регистрацию показаний стрелочного индикатора приемника ИПИ-85, расстояния от точки подключения генератора до места отсчета показаний стрелочного индикатора (измерения сигналов и расстояния производятся через каждый погонный метр вдоль трубопровода)	приемник ИПИ-85, мерный сажень, контактные штыри
7.	Записать их значения	полевой журнал
8.	Выключить генератор аппаратуры ИПИ-85, произвести разборку схемы и переехать к следующей точке подключения	рабочее заземление, аккумулятор, провода, инструмент, ИПИ-85, мерный сажень

Таблица 4

Максимальная скорость коррозии, выявленная за период эксплуатации трубопровода, мм/год	$R_{\text{пер тр}}$ по методу мокрого контакта. При значениях $R_{\text{пер тр}}$, меньших указанным, изоляция подлежит замене, Ом·м ²		Защитная плотность тока, при достижении которой изоляционное покрытие подлежит замене мА/м ²	Максимальная допустимая площадь сквозного дефекта (дефекты с площадью, больше указанной, подлежат обязательному ремонту) м ²
	битумная изоляция	полимерная изоляция		
1	2	3	4	5
≤ 0,1	100	200	2	0,04
0,11-0,2	125	250	1,1	0,03
0,21-0,3	150	300	0,92	0,02
0,31-0,5	200	400	0,8	0,015
0,51-1,0	250	500	0,68	0,01
1,1-1,5	300	600	0,56	0,0075
1,51-2,0	350	700	0,5	0,005
>2,0	400	800	0,4	0,0025

--	--	--	--	--

5.9.2. Местонахождение дефекта (повреждение изоляции) определяется по всплеску (резкому увеличению) значения снимаемой контактными штырями разности потенциалов на фоне монотонно изменяющегося электрического поля, являющегося рабочим фоном. При этом на сравниваемых близлежащих участках большему значению сигнала соответствует и большее по площади повреждение изоляции.

5.9.3. Данные, получаемые при прохождении трассы трубопровода (отклонение стрелки индикатора), заносятся в журнал с привязкой по шкале расстояния к местности и физическим ориентирам на трассе трубопровода.

5.9.4. В рабочем журнале производится предварительная сравнительная оценка величин повреждений изоляции. При этом необходимо учитывать условия местонахождения сравниваемых участков трубопровода с дефектной изоляцией - удельное сопротивление грунта ($\rho_{гр}$, Ом·м), удаление от точки (места) подключения источника тока (генератора) и глубину залегания трубопровода.

Принцип действия "Искателя повреждений изоляции" (ИПИ), работа с ним изложены в техническом описании и инструкции по эксплуатации искателя, разработанного П.О. "Союзоргэнергогаз".

5.9.5. Дефектные участки обозначаются в рабочем журнале прямоугольниками, длины которых соответствуют длинам этих участков. При этом прямоугольник, обозначающий место с наибольшей на данном участке поврежденностью изоляции, полностью заштриховывается, обозначающий место со средней поврежденностью изоляции на данном участке - штрихуется под углом 45°, и с минимальной поврежденностью - остается пустым.

5.10. Для уточнения оценки дефектности изоляционного покрытия трубопровода по данным Искателя повреждений изоляции, определения состояния материала и обертки намечаются в рабочем журнале места контрольных шурфов.

5.10.1. Для того, чтобы была возможность по состоянию в шурфе определить и более точно оценить состояние изоляции ближайшего участка, необходимо абсолютно точное вскрытие шурфа на местности по отношению к месту, отмеченному в рабочем журнале.

5.10.2. Для реализации такой точности необходимо:

- производить уточнение места шурфовки непосредственным определением его на трубопроводе прибором ИПИ и обозначить это место колышком или флажком;

- уточнить местоположение открытого шурфа относительно какого-либо ближайшего физического ориентира трассы (УКЗ, КИП, кран, опора ЛЭП и др.) промером расстояния до шурфа;

- проверить соответствие места открытого шурфа месту (точке) трубопровода, намеченному для вскрытия шурфа в рабочем журнале.

5.10.3. После вскрытия трубопровода, тщательной очистки его поверхности производят осмотр изоляции и выполняют работы:

- выявляют и фиксируют (мелом) все имеющиеся вертикальные и горизонтальные гофры, складки изоляции, пустоты вдоль сварных швов, в местах нахлеста ленты и других неровностях, а также все явно выраженные механические повреждения (трещины, сдиры, оплывы, сквозные продавленности, пропуски изоляции и т.п.).

Перечисленные дефекты тщательно осматривают, прощупывают с целью выявления трещин, проколов, наличия влаги, грунта, продуктов коррозии под изоляцией.

- определяют размеры, площадь отдельных повреждений, их количество, суммарную

площадь;

- отмечают наиболее характерные дефекты повреждения покрытия с указанием их местоположения, характера и размера;

- определяют хрупкость и степень эластичности материала изоляции;

- проверяют и оценивают адгезию изоляционного покрытия сверху, с боков и снизу трубы.

Обследование состояния изоляции трубопровода в шурфе изложено в Технологической карте № 9.

5.11. Данные обследования контрольного шурфа заносятся в "Сводную таблицу результатов обследования состояния изоляции и трубопровода в шурфе" (Приложение 4), наносятся условными графическими обозначениями на "Рабочую трассовку", анализируются и сопоставляются с данными предварительной оценки состояния изоляции. Производится окончательная оценка повреждений и обозначаются участки с различным ее состоянием.

5.12. Выполняется в рабочем журнале обобщенная (интегральная) оценка состояния изоляции укрупненных участков трубопровода и наносятся в соответствующих обозначениях на "Рабочую трассовку".

5.13. Производится анализ и сопоставление принятых предварительных оценок состояния изоляции укрупненных участков по видам работ и отмечаются участки, где оценка состояния изоляции по данным $U_{Т-З}$, величин защитных плотностей токов (j , мА/м^2), Искателя повреждений изоляции с учетом результатов подготовительных работ совпали и где не совпали.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 9

Обследование изоляции и коррозионного состояния трубопровода в шурфе

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления, приборы, инструменты, материалы
1.	Произвести проверку шурфа на отсутствие загазованности и соответствие требованиям соответствующих углов откосов	газоанализатор
2.	Записать дату обследования	акт
3.	Проверить и записать км. м места отрытия шурфа, номер нитки системы трубопроводов	-"-
4.	Произвести запись о рельефе местности, на которой отрыт шурф	-"-
5.	Установить лестницу в шурфе	
6.	Лицу, производящему осмотр шурфа, надеть спасательный пояс со страховочной веревкой	
7.	Страховым лицам взять концы веревки в руки и подготовиться к страховке	
8.	Спуститься в шурф по лестнице	

9.	Подготовить поверхность трубопровода к осмотру	веник, нож
10.	Принять необходимые приборы, инструменты, материалы для обследования шурфа	МСЭ, толщиномер, термометр, штангенциркуль
11.	Измерить глубину заложения трубопровода от поверхности земли до верха трубы и его длину (открытой части)	рулетка
12.	Записать полученные результаты	акт
13.	Записать грунты, указав толщину слоев по порядку сверху	-"-
14.	Оценить степень влажности грунта	-"-
15.	Записать результат	-"-
16.	Замерить уровень грунтовых вод от поверхности земли	
17.	Записать результат	-"-
18.	Замерить толщину изоляции сверху, снизу, сбоку, слева, справа по ходу газа	толщиномер
19.	Записать результат	акт
20.	Записать тип изоляции и обертки, указав число слоев	-"-
21.	Записать состояние поверхности обертки и изоляции	-"-
22.	Измерить площади отдельных сквозных повреждений изоляции	штангенциркуль
23.	Записать суммарную площадь сквозных повреждений	акт
24.	Определить степень прилипаемости изоляции к трубопроводу	
25.	Записать результаты	акт
26.	Записать наличие влаги и соли под изоляцией	-"-
27.	Определить наличие ржавчины на трубопроводе в местах отсутствия или повреждения изоляции	
28.	Записать результат	акт
29.	Определить характер ржавчины	
30.	Записать результат	акт
31.	Определить наличие каверн и их количество на площади (1 кв.дм)	
32.	Записать результат	акт
33.	Замерить глубину самых глубоких каверн	штангенциркуль
34.	Записать результат	акт

35.	Измерить разность потенциалов U_{T-3} в шурфе около трубопровода	высокоомный вольтметр, МСЭ
36.	Записать результат	акт
37.	Измерить разность потенциалов U_{T-3} на поверхности земли	высокоомный вольтметр, МСЭ
38.	Записать результат	акт
39.	Измерить температуру металла трубопровода	термометр
40.	Записать результат	акт
41.	Подать наверх приборы, инструмент и материалы	
42.	Подняться наверх	
43.	Вытащить лестницу	

5.14. Производится уточнение состояния изоляции сомнительных участков путем проведения:

- измерений U_{T-3} при включенной защите методом выносного электрода;

- более детального определения величин плотностей защитного тока и определения приведенных их значений к уровню защитного потенциала, равному -0,9 В.

5.15. После нанесения на "Рабочую трассовку" данных всех видов обследования состояния изоляции, отображения ее оценок состояния по этим данным раздельно условными графическими обозначениями проводится анализ, сопоставление всего комплекса информации по участкам и производится окончательное разграничение укрупненных участков с различным состоянием изоляционного покрытия трубопровода.

5.16. Формулы определения приведенных значений плотностей защитного тока к уровню защитного (-0,9 В) потенциала, схема и метод определения плотностей защитного тока по падению напряжения изложены в "Пособии по электрометрическим измерениям+" (Приложение 11).

6. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

6.1. Основные факторы, определяющие коррозионную ситуацию на трубопроводе

Коррозионная ситуация, в которой оказывается металлический трубопровод в грунте, зависит от большого количества факторов, связанных с особенностями почвенно-грунтовых и климатических условий, особенностями его строительства и эксплуатации и т.д. Попытки оценивать коррозионную ситуацию по отдельным факторам и параметрам не принесли успеха, поэтому необходимо такую оценку производить путем совокупного анализа нескольких факторов и измеренных параметров, характеризующих коррозионное состояние на конкретном участке трубопровода.

В качестве факторов, существенно влияющих на коррозионную ситуацию, можно назвать следующие: влажность грунта и ее изменение в течение года, структура грунта, химический состав грунта и грунтовых вод, частота чередования разного рода грунтов, вид и состояние

изоляционного покрытия, температура транспортируемого по трубопроводу продукта, время нахождения трубопровода без электрохимической защиты и стабильность ее работы во времени, наличие сопутствующих и электрически связанных подземных металлических коммуникаций и др.

6.1.1. Влажность грунта.

Влажность грунта играет большую роль в протекании коррозионных процессов. При малой влажности велико сопротивление грунта, что обуславливает уменьшение значения протекающего коррозионного тока. При большой влажности электрическое сопротивление грунта уменьшается, но сильно затрудняется диффузия кислорода к поверхности металла, в результате чего коррозионный процесс замедляется.

Максимальная коррозия наблюдается при влажности 15-20%.

6.1.2. Химический состав грунта.

Наряду с влажностью химический состав грунта является одним из решающих факторов, обуславливающих коррозионную опасность грунтов. В зависимости от химсостава грунта и грунтового электролита грунт имеет равную электрическую проводимость. Чем выше удельное электрическое сопротивление грунта при прочих равных условиях, тем условия менее коррозионноопасные и, наоборот, чем ниже удельное электрическое сопротивление грунта ($\rho_{гр}$), тем условия более коррозионноопасные.

Одним из важных факторов, влияющих на скорость коррозии, является кислотность почвенного электролита. Зависимость скорости коррозии железа от значения pH приведена на рис. 5.

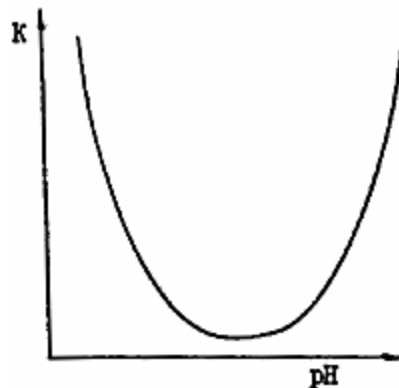


Рис. 5. Зависимость скорости коррозии железа от pH (K - скорость коррозии)

6.1.3. Структура грунта.

Вид и структура грунта в основном влияют на скорость диффузии кислорода воздуха к поверхности трубопровода. В результате того, что на разных участках трубопровода создаются различные условия для диффузии кислорода (различная степень аэрации грунта), возникают условия для образования коррозионных гальванических элементов (пар). Чем больше разница в степени аэрации различных участков, тем выше скорость коррозии. При пролегании трубопровода на одной и той же глубине в однородных грунтах вероятность возникновения продольных макропар различной аэрации низка. При прохождении трубопровода с разной глубиной залегания, с чередованием грунтов, имеющих значительное отличие в степени аэрируемости, вероятность возникновения коррозионных гальванических пар высока (рис. 6).

6.1.4. Вид и состояние изоляционного покрытия.

Ввиду того, что различные виды изоляционного покрытия имеют различную диффузионную проницаемость, они по-разному обеспечивают герметизацию трубопровода от окружающей среды и, чем эта герметизация ниже, тем более благоприятные условия для протекания коррозии. Но наиболее опасными являются сквозные дефекты в изоляционном покрытии. Практически почвенная коррозия протекает на оголенных участках трубопровода, в местах сквозных дефектов в изоляционном покрытии, а также под отслоившейся пленочной изоляцией (подпленочная коррозия).

6.1.5. Температура транспортируемого по трубопроводу продукта.

Температура транспортируемого продукта обуславливает температуру стенок трубопровода и прилегающего к стенкам трубопровода почвенного электролита. С повышением температуры электролита до 75-80°C скорость коррозии значительно возрастает, при дальнейшем повышении температуры скорость коррозии, как правило, уменьшается из-за высыхания грунта, прилегающего к стенкам трубопровода.

6.1.6. Время нахождения трубопровода без электрохимической защиты.

Степень коррозионных повреждений пропорциональна времени нахождения трубопровода без ЭХЗ. Во время эксплуатации трубопровода без ЭХЗ входит время запаздывания строительства и включения средств ЭХЗ по сравнению со строительством трубопровода, а также время простоев средств ЭХЗ после их включения (стабильность работы средств ЭХЗ). При этом необходимо учитывать, что при частом отключении средств ЭХЗ могут возникать значительные уравнивающие токи, которые могут значительно усилить коррозионные повреждения трубопровода.

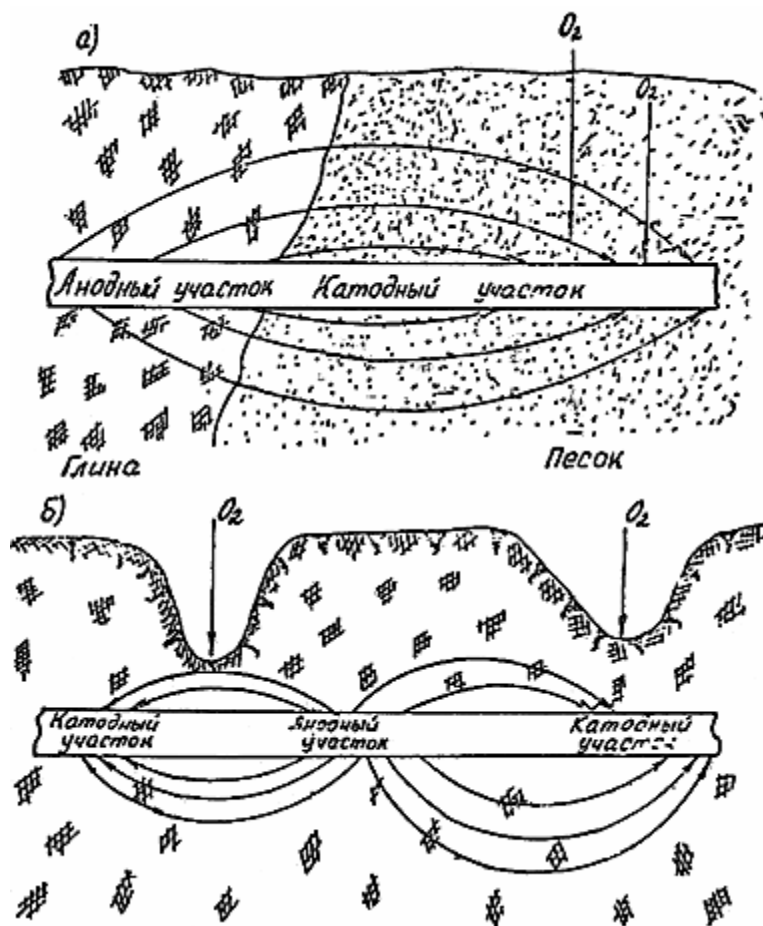


Рис. 6. Образование макрогальванического коррозионного элемента в разных почвах (а) и при пересечении с шоссейной дорогой (б). Стрелками обозначены участки с облегченной доставкой кислорода.

При определении времени нахождения трубопровода без ЭХЗ также необходимо учитывать участки, на которых при работе средств ЭХЗ отсутствует защитный нормируемый потенциал.

6.2. Проведение электрических измерений при коррозионных обследованиях

После выполнения сбора и анализа проектных и эксплуатационных материалов, характеризующих коррозионные условия, и фактических данных о коррозии, приступают к выполнению непосредственных обследований.

Совокупность влияющих на процессы коррозии факторов проявляется в протекании различной величины электрических токов микро- и макрокоррозионных пар.

Об интенсивности протекания коррозионных процессов можно судить по некоторым параметрам, измеряемым непосредственно на обследуемом объекте.

К таким параметрам относятся:

- время деполяризации трубопровода;
- значение и распределение естественного потенциала вдоль трубопровода;
- значение и распределение продольных и поперечных градиентов поля коррозионных

токов (при отключенных средствах ЭХЗ и полностью располяризованном трубопроводе);

- значение и распределение удельного электрического сопротивления грунта.

6.2.1. Время деполяризации.

Время деполяризации трубопроводов (при сопоставимом состоянии изоляционного покрытия) до установившегося минимального значения потенциала является одной из характеристик коррозионной опасности трубопровода. Быстрое протекание деполяризации свидетельствует о наличии условий для интенсивного протекания коррозионных процессов. Соответственно, медленное протекание деполяризации свидетельствует об условиях с меньшей интенсивностью протекания коррозионных процессов. Время деполяризации определяется от момента отключения средств ЭХЗ до момента, когда за последние два часа наблюдений падение значения потенциала не превышает 0,05 В. Практически время деполяризации колеблется для разных условий от нескольких часов до нескольких суток. Как уже отмечалось выше, чем меньше время деполяризации, тем больше коррозионная опасность при прочих равных условиях.

6.2.2. Значения и распределение естественного потенциала.

Значение естественного потенциала "сооружение-земля" характеризует коррозионную ситуацию следующим образом:

- чем выше абсолютное значение естественного потенциала, тем выше коррозионная опасность;
- чем ниже абсолютное значение естественного потенциала, тем ниже коррозионная опасность.

При этом необходимо учитывать, что само по себе значение естественного потенциала в одном месте не может характеризовать коррозионную опасность. Для выявления коррозионной опасности необходимо сравнивать значения потенциалов на смежных участках трубопровода. Поэтому наиболее опасными являются участки трубопровода, на которых на небольшом расстоянии наблюдается значительное колебание значений естественного потенциала, а в то же время участки трубопровода, имеющие более высокий потенциал, но не меняющийся на большой протяженности, будут менее опасными в коррозионном отношении (рис.7).



Рис. 7. График распределения значений естественного потенциала "труба-земля" на выходе КС-15 газопровода "Бухара-Урал"

Измерение значений естественного потенциала с целью выяснения характера распределения его вдоль трубопровода производится методом выносного электрода. Шаг измерения при этом в зависимости от конкретной ситуации может быть от 1 до 10 м (см.: Приложение 11, стр.27-28).

6.2.3. Значения и распределение градиентов поля коррозионных токов.

На уложенном в землю трубопроводе на его поверхности образуются коррозионные гальванические элементы (коррозионные микропары). При этом электрический ток коррозионного элемента проходит по грунту (стекая с трубопроводов на анодных участках и натекая на трубопровод на катодных участках). Этот ток создает в грунте вокруг трубопровода электрическое поле, измеряя параметры этого поля, можно установить расположение анодных и катодных зон на трубопроводе. Исследование характера распределения этого поля на поверхности земли вдоль оси обследуемого трубопровода с определением местонахождения анодных и катодных зон осуществляется производством измерений поперечного и продольного градиента поля коррозионного тока в грунте.

Измерение поперечного градиента производится двухэлектродной установкой, методом последовательного переноса вдоль оси трубопровода двух неполяризующихся медносульфатных электродов сравнения, подключенных к милливольтметру (см. Технологическую карту № 10). Один электрод устанавливается прямо над трубопроводом, а второй - в стороне, перпендикулярно оси, трубопровода, на расстоянии $2 \div 10$ м от первого. Оптимальное расстояние между электродами, исходя из местных условий, определяется экспериментально. Интервал между точками измерений (шаг измерения) составляет $2 \div 6$ м в зависимости от ситуации на трубопроводе. Электроды подбираются таким образом, чтобы их собственная разность не превышала 5 мВ. Определение этой разности производится при установке обоих электродов рядом в сильно увлажненный грунт милливольтметром, которым выполняются измерения градиентов поля коррозионных токов. Разница собственных потенциалов электродов учитывается в процессе измерений и контролируется через каждые 15-20 измерений. Результат сравнения записывается в полевом журнале и учитывается при определении значений градиентов. При выполнении измерений электронными вольтметрами разность собственных потенциалов электродов можно компенсировать регулировкой установки электрического "нуля".

Измерения необходимо выполнять только высокоомными приборами. При этом необходимо учитывать, что стрелка милливольтметра всегда отклоняется в сторону точки, имеющей более высокий отрицательный потенциал трубопровода, то есть точку, из которой ток вытекает и в которой возможно коррозионное разрушение стенок трубопровода.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 10

Измерение градиента коррозионных токов в грунте

№№ п/п	Наименование и последовательность выполнения операций	Приспособления, приборы, инструменты, технические материалы
1.	Подготовить МСЭ к работе	МСЭ, дистиллированная вода, медный купорос
2.	Подобрать 2 МСЭ с наименьшей разностью потенциалов	МСЭ

	между ними	
3.	Записать дату измерений, номер нитки, км.м места измерения	полевой журнал
4.	Собрать схему измерения	МСЭ - 2шт., высокоомный вольтметр, проводники
5.	Установить вольтметр в рабочее положение	высокоомный вольтметр
6.	Установить собственную разность потенциалов между МСЭ	
7.	Записать ее значение	полевой журнал
8.	Установить точки привязки начала измерений (физический ориентир на трассе), произвести запись	УКЗ, КИП, опоры ЛЭП и т.д., полевой журнал
9.	Выбрать шаг измерений к расстоянию между МСЭ	
10.	Записать их значения	полевой журнал
11.	Провести измерения значений градиента	МСЭ - 2 шт., высокоомный вольтметр, проводники
12.	Произвести запись значений градиента и его знака	полевой журнал
13.	Разобрать схему	

Исходя из имеющегося опыта, измерение поперечных градиентов поля коррозионных токов принято за основной метод, а за вспомогательный (уточняющий) метод принято измерение продольного градиента. Если результаты измерений продольного и поперечного градиента подтверждают друг друга, это может служить основанием для однозначной оценки, а если противоречат друг другу, следует провести более детальные измерения, предварительно проверив исправность измерительного прибора и значение собственной разности потенциалов электродов сравнения. При этом измерения поперечных градиентов необходимо выполнять с двух сторон трубопровода и с отходами от оси трубопровода на 2-6 м.

Варианты протекания токов коррозионных макропар и схемы их выявления методом измерения градиентов поля коррозионных токов приведены на рис.8.

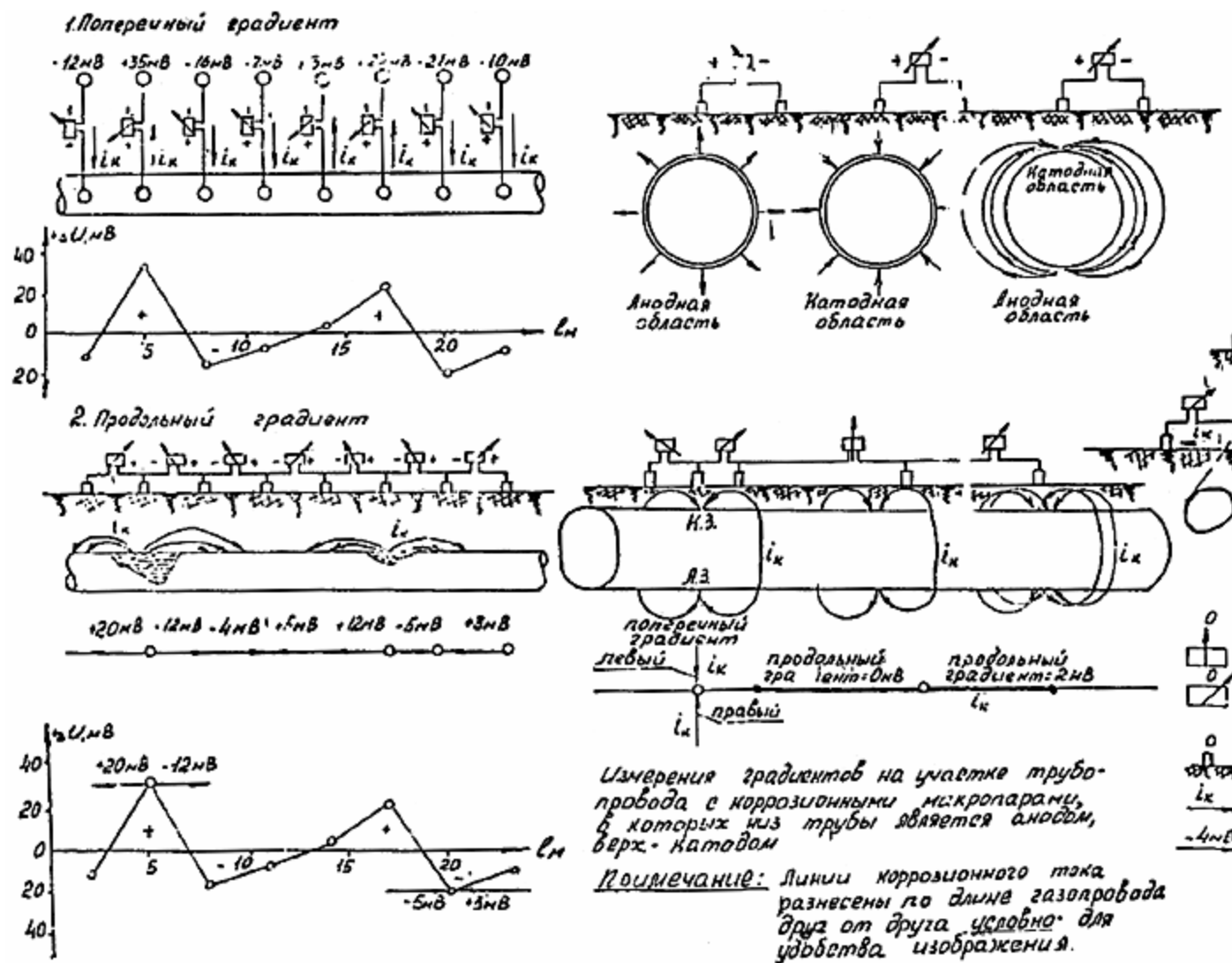


Рис. 8. Варианты протекания коррозионных токов макропар, их выявления при производстве электрических измерений*

* Текст рисунка соответствует оригиналу. Примечание "Кодекс".

6.2.4. Значения и распределение удельного электрического сопротивления грунта.

Значение удельного электрического сопротивления грунта при прочих равных условиях характеризует сопротивление участка электрической цепи, по которому протекает ток коррозионного элемента. Чем сопротивление в этой цепи будет меньше, тем при одной разности потенциалов коррозионный ток будет больше; тем интенсивней будут коррозионные повреждения. Резкое изменение значения удельного электрического сопротивления грунта свидетельствует о возможности смены вида грунта, имеющего различные физико-химические свойства, что говорит о наличии условий для возникновения интенсивной коррозии.

Низкоомные грунты преимущественно менее азрируемы, содержащие больше растворенных солей, чем высокоомные грунты. На участках низкоомных грунтов чаще образуются анодные зоны. Катодные, соответственно, как правило, располагаются в более высокоомных грунтах, имеющих более высокую степень азрации и меньшее содержание влаги и солей.

Таким образом, по значениям удельных электрических сопротивлений грунтов, измеренных вдоль трассы трубопровода, можно оценить коррозионную активность грунтов и выявить участки возможной работы коррозионного элемента - макропары.

Шаг измерения удельного электрического сопротивления грунта должен быть не более 100 метров. В зависимости от грунтовых условий шаг может быть уменьшен с целью определения границы раздела разных грунтов до 5 м.

Измерение удельных электрических сопротивлений вдоль трубопровода может служить хорошей основой для дальнейших уточняющих измерений методом градиентов или методом измерения значений естественного потенциала вдоль трубопровода.

Измерение удельного электрического сопротивления грунта выполняется по схеме на рис. 13 "Пособия по выполнению измерений+" (Приложение 11). Технологическая карта измерений удельного электрического сопротивления грунта приведена в разделе 4.2.4.

6.3. Предварительная камеральная обработка результатов коррозионного обследования трубопроводов

6.3.1. Результаты всех проведенных измерений наносятся на "Рабочую трассовку" (Приложение 2) в виде графиков с использованием принятых условных графических обозначений.

6.3.2. Принимаются масштабы шкал отсчета расстояния, значений удельного электрического сопротивления грунта, лет нахождения участков трубопровода без ЭХЗ, разности потенциалов "труба-земля" и т.д.

6.3.3. Результаты обработки с учетом сведений подготовительного периода (см. п.3.2., 3.3-в) анализируются, выполняется классификация участков по коррозионному состоянию по сравнительному принципу "больше - меньше" и производится разбивка обследуемого участка трубопровода на группы характерных участков с различной вероятностью:

- ожидаемой скорости протекания коррозионных процессов;
- наличия коррозионных повреждений различной степени.

Одновременно составляется группа участков, на которых не было отмечено факторов и причин, способствующих протеканию коррозионных процессов.

6.3.4. В грунтах характерных участков выбираются по 2-3 участка длиной по 250-300 м, на которых и выполняются подробные коррозионные изыскания (электрические измерения).

6.3.5. По результатам коррозионных изысканий на этих участках в рабочем журнале выявляются конкретные анодные и катодные участки трубопровода с различной ожидаемой степенью коррозии, на которых намечаются контрольные шурфы.

Шурфы предусматриваются и отрываются в количестве, достаточном для достоверной оценки коррозионного состояния трубопровода.

6.4. Обследование коррозионного состояния трубопровода в шурфах

6.4.1. Для того, чтобы была возможность по состоянию в шурфе более точно оценить коррозионное состояние близлежащего участка, необходимо абсолютно точное вскрытие шурфа на местности. Для обеспечения такой точности необходимо выполнить мероприятия в соответствии с п.5.10.2.

6.4.2. Обследование состояния трубопровода в шурфе выполняется в соответствии с Технологической картой № 9.

6.4.3. При обследовании трубопровода все обнаруженные коррозионные повреждения отмечаются на трубопроводе мелом. Для определения размеров повреждений пользуются металлическими линейками и рулетками, глубину повреждений можно определять

штангенциркулем или кавернометром.

6.4.4. При обследовании трубопровода в контрольном шурфе должно быть выявлено следующее:

- наличие и вид коррозии (равномерная, пятнами, кавернами, язвенная и т.д.);
- наличие продуктов коррозии;
- размеры коррозионных повреждений и места их расположения на трубопроводе;
- максимальная плотность коррозионных повреждений (каверн) на 1 дм^2 ;
- наличие коррозионных повреждений под изоляционным покрытием;
- виды грунтов, их засоленность и влажность;
- наличие грунтовых вод.

6.4.5. Данные обследования коррозионного состояния трубопровода в контрольных шурфах заносятся в "Сводную таблицу результатов обследования состояния изоляции и трубопровода в шурфе" (Приложение 4), наносятся условными графическими обозначениями на "Рабочую трассовку" (Приложение 2), анализируются и сопоставляются с данными предварительной оценки коррозионного состояния трубопровода. Составляется обобщенная для каждой группы (п. 6.3.4) характерных участков коррозионная характеристика. Если результаты шурфования трубопровода подтверждают оценку коррозионного состояния на характерных (п. 6.3.4) участках, то фактическая коррозионная характеристика распространяется соответственно для всех групп (п. 6.3.3) этих участков.

6.4.6. Если результаты контрольной шурфовки не подтверждают предварительную коррозионную оценку участков трубопровода, то необходимо проводить дополнительные уточняющие измерения. К дополнительным уточняющим измерениям относятся подробные измерения градиентов поля коррозионных токов в грунте, измерение U_{T-3e} методом "выносного электрода" и др.

7. МЕТОД МЕХАНИЗИРОВАННОЙ НЕПРЕРЫВНОЙ ЗАПИСИ ИНФОРМАЦИИ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

7.1. Общая часть

В целях повышения качества и производительности работ по обследованию трубопроводов в ПО "Союзоргэнергогаз" разработана аппаратура для непрерывной механизированной записи информации при обследовании состояния изоляционного покрытия и коррозионного состояния трубопроводов.

7.1.1. Назначение.

Аппаратура предназначена для непрерывного механизированного контроля и записи распределения дефектов изоляционного покрытия (НМЗИ) и поля коррозионных токов, протекающих в грунте вблизи трубопровода (Град-1) с целью выявления мест расположения дефектов изоляции и мест протекания активных коррозионных процессов.

7.1.2. Организация работ и обследование трубопроводов.

При выполнении обследования трубопроводов методом механизированной непрерывной записи информации должны быть выполнены следующие работы: проведено ознакомление с трассой трубопровода и с технической документацией на обследуемый участок

трубопровода; подготовка трассы трубопровода к проведению обследований методом непрерывной механизированной записи информации; непосредственное проведение обследований и камеральная обработка результатов обследований.

7.1.2.1. Ознакомление с трассой трубопровода и технической документацией.

Перед началом обследования необходимо произвести ознакомление с трассой трубопровода, определиться в части целесообразности и возможности выполнения обследования с использованием метода механизированной непрерывной записи информации на трассе данного участка трубопровода. При этом следует выяснить следующее:

- возможность проезда на автолаборатории по трассе вдоль трубопровода на расстоянии не более 2-3 м от его оси;

- наличие источников блуждающих токов или других источников, создающих помехи.

7.1.2.2. Подготовка трассы трубопровода к проведению обследования.

Для точной привязки результатов обследования к шкале расстояний обследуемые участки трассы трубопровода необходимо разбить на 100-метровые отрезки (пикеты) с закреплением их по трассе колышками с нумерацией. При отсутствии такой возможности необходимо пронумеровать опоры ЛЭП или другие физические ориентиры, если нумерация на них отсутствует. Нумерация на ориентирах должна быть хорошо видна при проезде вдоль трубопровода.

7.1.2.3. Выполнение обследований с использованием аппаратуры непрерывной механизированной записи информации.

При проведении обследований с использованием аппаратуры непрерывной механизированной записи информации комплекс приводится в рабочее состояние в соответствии с инструкцией, прилагаемой к аппаратуре. При движении водитель должен вести автомашину таким образом, чтобы токосъемные электроды прокатывались как можно ближе к оси трубопровода. При этом расстояние между трубопроводом и токосъемными электродами должно оставаться неизменным (или меняться незначительно). В салоне автолаборатории должны находиться два оператора. Один из них располагается за пультом управления. Он выполняет все необходимые переключения измерительных и силовых цепей, наблюдает за четкостью нанесения значений контролируемого параметра и отметок шкалы расстояния.

При необходимости по команде второго оператора он делает на ленте отметки ориентиров и поясняющие записи.

По его команде водитель начинает движение и выполняет остановки. Второй оператор ведет наблюдение за трассой трубопровода и физическими ориентирами. Он дает команду первому оператору о необходимости нанесения ориентиров на ленту регистрирующего прибора и сообщает их номера. Скорость движения автолаборатории и длина контактных штырей выбираются в зависимости от условий выполнения обследования. Скорость движения не должна превышать 5-6 км/час; длина контактных штырей в песках должна быть максимальной, а во влажном низкоомном грунте длину штырей необходимо уменьшать. При этом надо учитывать наличие растительного покрова. Перед началом проведения обследования на диаграммной ленте необходимо записать вид обследования, название трубопровода, номер обследуемой нитки, привязка начала и конца обследуемого за один проезд участка, предел измерения.

При выполнении измерений градиентов поля коррозионных токов по диаграммной ленте отмечают положение отрицательных и положительных значений градиентов. В процессе выполнения обследования необходимо не менее чем через 500 м выполнять отметку нуля на ленте регистрирующего прибора при закороченном входе измерительного прибора. При нормальной работе аппаратуры не менее чем через 2 км необходимо выполнять остановку для осмотра контактного устройства и выполнения контрольных измерений. Контрольные измерения выполняются также в местах аномальных значений измеряемого параметра. Места

контрольных шурфов, намеченных по результатам непрерывной механизированной записи информации, в обязательном порядке должны быть уточнены проведением контрольных измерений ручными способами в районе предполагаемого шурфа на расстоянии до 25 м в разные от него стороны. На этом же участке уточняется состояние изоляционного покрытия аппаратурой "ИПИ-85", "ИПИ-76" или другой.

В остальном к контрольному шурфованию предъявляются те же требования, что и при выполнении обследований традиционными ручными способами.

7.2. Обследование состояния изоляции трубопровода методом непрерывной механизированной записи информации

7.2.1. Обследование состояния изоляционного покрытий методом непрерывной механизированной записи информации (НМЗИ) целесообразно выполнять, используя в качестве генератора сигналов существующие установки катодной защиты обследуемого трубопровода.

7.2.2. Перед выполнением обследования изоляционного покрытия на всех УКЗ обследуемого участка трубопровода устанавливаются максимально допустимые токовые режимы, при этом надо следить, чтобы потенциал на трубопроводе не превышал допустимого.

7.2.3. Перед началом обследования выполняется контрольный проезд для проверки наличия сигнала на выходе электронного блока устройства НМЗИ перед началом движения, при движении и при остановках. В случае слабого сигнала или его отсутствия необходимо увеличить усиление электронного блока устройства НМЗИ.

7.2.4. Для контроля за работой устройств НМЗИ при выполнении обследования проводятся контрольные измерения ручным способом аппаратурой ИПИ-85, ИПИ-76. Контрольные измерения следует выполнять на разном удалении от места подключения генератора сигналов (УКЗ) и на участках, на которых зафиксировано:

- а) незначительные изменения уровня сигнала на протяженных участках;
- б) отдельные значительные резкие изменения (увеличение или уменьшение) уровня сигнала.

7.2.5. Протяженность отдельных участков, контролируемых ручным способом, должна составлять, как правило, от 50 до 200 метров, а их общая протяженность - составлять около 20% от протяженности трубопровода, обследованного методом непрерывной механизированной записи информации.

7.3. Обследование коррозионного состояния трубопроводов

Выполнение коррозионных обследований заключается в выявлении на трассе трубопроводов анодных участков коррозионных гальванических макропар. Для выполнения коррозионных обследований необходимо:

- предварительно полностью отключить катодную защиту обследуемого трубопровода и всех рядом расположенных подземных металлических сооружений;
- проконтролировать и зафиксировать полную деполяризацию обследуемого трубопровода.

Окончание деполяризации определяется по изменению значения измеренного потенциала "труба-земля" ($U_{Т-З}$). Трубопровод надо считать деполяризованным, если его $U_{Т-З}$ в течение последних 2 часов наблюдений не изменяется более чем на 0,05 В. Время деполяризации, как правило, должно быть не менее двух суток.

Перед выполнением обследований выполняется контрольный проезд по трассе трубопровода с одновременным уточнением записанных на ленте регистрирующего прибора

данных ручным методом. При этом надо учитывать то, что значения градиентов могут по амплитуде и не совпадать, важно, чтобы совпадал характер изменения градиентов на участке.

При выполнении собственно обследований уточняющие измерения выполняются в местах резких изменений значений и знака градиента потенциала и в тех местах, где на большой протяженности изменений градиентов потенциала нет или они незначительны.

Протяженность отдельных участков, контролируемых ручным способом, должна составлять от 50 до 150 метров. Общая протяженность этих участков должна составлять около 20% общей протяженности обследованного участка.

7.4. Камеральная обработка результатов НМЗИ

7.4.1. В процессе камеральной обработки выполняется обработка и анализ информации, нанесенной на диаграммных лентах. На них должно быть нанесено:

- нулевая линия по отметкам, нанесенным в процессе обследования;
- физические ориентиры с указанием их номеров и километража;
- привязка начала и конца рабочей записи;
- пределы измерений прибора и границы перехода от одного предела на другой предел измерения;
- направление движения автолаборатории (относительно направления хода газа);
- результаты ручных уточняющих измерений;
- места расположения контрольных шурфов и условными обозначениями результаты осмотра трубопровода в шурфах.

7.4.2. Для оценки состояния изоляционного покрытия проводится анализ записанных на диаграммной ленте сигналов, который выполняется по той же методике, что и при обработке данных, полученных с помощью аппаратуры ИПИ-85, ИПИ-76 или аналогичной. Затем на этой ленте выделяются участки трубопровода, имеющие различной степени дефекты изоляционного покрытия.

7.4.3. Оценка коррозионного состояния производится по графику распределения градиентов поля коррозионных токов на диаграммной ленте с учетом удельного электрического сопротивления грунта, его влажности, температуры сооружения, особенностей обеспечения сооружения электрозащитой, наличия коррозионных свищей и аварий и результатов шурфовок по методике, применяемой при анализе результатов обследования, выполненных традиционным ручным способом.

8. ОСОБЕННОСТИ ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ, ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ И КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ ПРОМПЛОЩАДКИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ (КС)

Объектом обследования являются подземные металлические коммуникации, оговоренные в программе работ. Сопутствующие коммуникации при этом учитываются в части возможного их взаимовлияния.

В объем обследований входит:

8.1. Уточнение план-схемы действительного пролегания и расположения подземных коммуникаций.

8.2. Обследование состояния электрохимзащиты подземных коммуникаций.

8.3. Обследование состояния изоляционных покрытий подземных коммуникаций.

8.4. Обследование коррозионного состояния подземных коммуникаций.

8.1. Уточнение план-схемы действительного пролегания и расположения подземных коммуникаций

8.1.1. К уточнению действительного расположения подземных коммуникаций приступают после ознакомления с исполнительной план-схемой подземных коммуникаций, наземных сооружений и линейной части трубопроводов охранной зоны промплощадки КС.

8.1.2. План-схема подземных коммуникаций промплощадки КС уточняется и проверяется на соответствие действительной схеме прокладки, пересечений, сближения и удаления коммуникаций, на наличие электрических перемычек, связей и т.д. В случае, если действительное расположение подземных коммуникаций не закреплено на местности соответствующими знаками, необходимо коммуникации, подлежащие обследованию, обозначить временными знаками (вешками).

8.1.3. Отыскание и уточнение прохождения подземных коммуникаций и других сооружений производится:

- с помощью трассоискателя;
- с контрольной шурфовкой.

8.1.4. Необходимо подробно разобраться с расположением и схемой соединения всех видов заземлений, фундаментов и др. сооружений, могущих выполнять роль заземлений.

8.1.5. При уточнении прохождения подземных коммуникаций определяются и обозначаются (нумеруются) на план-схеме все места для возможного электрического подсоединения. При необходимости данная нумерация наносится непосредственно на коммуникациях.

8.1.6. Обнаруженные расхождения действительной прокладки коммуникаций и сооружений с их отображением на исполнительной "план-схеме" исправляются и наносятся на "план-схеме" действительной прокладки коммуникаций и других сооружений.

8.1.7. В результате проведенных работ подготавливается с учетом условных графических обозначений уточненная "План-схема подземных металлических коммуникаций и сооружений промплощадки компрессорной станции (КС)" с указанием всех металлических связей и т.д. (Приложение 5).

8.1.8. На "План-схему" наносятся все наземные строения, сооружения и элементы электрозащиты.

8.1.9. Выполненная на момент обследования уточненная "План-схема" подземных коммуникаций и наземных строений и сооружений письменно согласовывается с руководством ЛПУ.

8.2. Обследование состояния электрохимзащиты подземных коммуникаций

После выполнения подготовительных работ (п. 3.2) и анализа их результатов приступают к обследованию состояния коммуникаций.

8.2.1. Обследование состояния электрозащитности подземных коммуникаций.

8.2.1.1. Разность потенциалов "труба-земля" ($U_{Т-З}$) измеряется на всех подземных металлических коммуникациях и сооружениях промплощадки методом выносного электрода с

шагом 2-6 м во всех ранее намеченных местах, пунктах измерений. Значения $U_{Т-З}$ наносятся на "План-схему".

8.2.1.2. При измерениях разности потенциалов особое внимание следует уделять:

- а) местам сближения и пересечения коммуникаций;
- б) местам сближения коммуникаций с анодными заземлениями УКЗ;
- в) местам коррозионно-опасным, горячим (выход газа) и обводненным (район градирен);
- г) участкам коммуникаций у входа их в фундаменты.

8.2.1.3. Для определения степени электрозащищенности коммуникаций выполняются работы по п. 4.1.

8.2.1.4. В местах пересечения коммуникаций измерения должны производиться по обе стороны от места пересечения, используя при этом ближайшее и возможное электрическое подключение к этим коммуникациям (КИП, колодец, выход коммуникации на дневную поверхность и др.).

8.2.1.5. В местах сближения коммуникаций с анодным заземлением УКЗ для выявления места возможного стекания тока, в случае его натекания на обследуемую коммуникацию в зоне сближения разность потенциалов "труба-земля" следует измерять по обе стороны вдоль коммуникации от точки, расположенной против анодного заземления.

8.2.1.6. Если несколько коммуникаций проложены рядом и параллельно друг другу, то измеряются потенциалы каждой коммуникации относительно земли.

8.2.1.7. При отсутствии возможности электрического контакта с подземными коммуникациями в намеченных точках, измерения потенциалов проводятся методом выносного электрода сравнения.

8.2.1.8. В случае частичного или полного отсутствия защиты отдельных подземных коммуникаций промплощадки при работе имеющихся УКЗ проводится опытная катодная защита (ОУКЗ).

8.2.1.9. При вредном влиянии УКЗ (ОУКЗ) на отдельные коммуникации (смещение потенциала в "+") устанавливаются опытные электрические перемиčky и производятся повторные измерения для выяснения целесообразности установки постоянной перемиčky.

8.2.1.10. Выявление состояния средств электрозащиты коммуникаций, их размещение и подключение, определение степени надежности их работы по обеспечению защиты коммуникаций от коррозии изложено в п. 4.2.

8.3. Обследование состояния изоляционных покрытий подземных коммуникаций

При обследовании состояния изоляции подземных коммуникаций промплощадки КС нужно руководствоваться разделом 5 и п. 8.1 настоящих "Методических указаний".

8.3.1. Обследование состояния изоляции с нахождением мест сквозных дефектов производится:

- аппаратурой ИПИ-85, ИПИ-76 или аналогичной;
- измерениями $U_{Т-З}$ при включенной электрозащите методом выносного электрода.

8.3.2. Результаты обрабатываются и наносятся на "Комплекс основных технических данных, характеризующих состояние комплексной защиты и коррозии обследованных подземных коммуникаций промплощадки КС" (Приложение 6). Выполняется их анализ, сопоставление и принимается предварительная оценка состояния изоляции.

8.3.3. Для оценки дефектности изоляции по данным "Искателя повреждений изоляции" (ИПИ), определения состояния материала и обертки намечаются и отрываются контрольные шурфы, результаты обследования которых помещаются в соответствующие графы "Сводной таблицы обследования состояния изоляции и трубопровода в шурфе" (Приложение 4).

8.3.4. По результатам обследования контрольных шурфов, также нанесенным на схему "Комплекс основных технических данных, характеризующих состояние комплексной защиты и коррозии обследования подземных коммуникаций промплощадки (КС)" (Приложение 6), проводится уточнение предварительной оценки повреждений изоляции коммуникаций и обозначаются участки с различным ее состоянием. Определяются виды и объемы ремонтных работ.

8.4. Обследование коррозионного состояния подземных коммуникаций

При обследовании и определении коррозионного состояния подземных коммуникаций промплощадки КС нужно руководствоваться разделом 6 и п. 8.1 настоящих "Методических указаний".

8.4.1. Коррозионное состояние подземных коммуникаций промплощадки компрессорной станции выявляется производством следующих измерений:

- поперечного (продольного) градиента потенциалов поля коррозионных токов в грунте ($\Delta U_{\text{гр}}$);
- удельного электрического сопротивления грунта ($\rho_{\text{гр}}$);
- естественного потенциала "труба-земля" ($U_{\text{Т-З}_e}$) методом выносного электрода.

При оценке коррозионного состояния по вышеперечисленным факторам необходимо учитывать время отсутствия электрохимзащиты трубопровода в целом и на его отдельных участках. Окончательная оценка коррозионного состояния трубопровода выполняется по результатам инструментального обследования его в контрольных шурфах.

8.4.2. Измерения $\Delta U_{\text{гр}}$ и $U_{\text{Т-З}_e}$ выполняются с шагом 2-6 м сплошь на всех обследуемых коммуникациях, $\rho_{\text{гр}}$ - в среднем не реже чем через 50 м по 4 измерения вдоль основных коммуникаций с интервалом 5 м, но в зависимости от конкретных условий (при резком чередовании вида грунтов) интервал между точками измерений должен быть уменьшен до значений, позволяющих точно определить границу смены грунтов.

8.4.3. Результаты всех проведенных измерений наносятся на схему "Комплекс основных технических данных, характеризующих состояние комплексной защиты и коррозии обследованных подземных коммуникаций промплощадки (КС)" (Приложение 6) в виде графиков с использованием принятых условных графических обозначений, а именно:

- график распределения градиентов потенциалов поля коррозионных токов вдоль коммуникации;
- график распределения величин естественного (стационарного) потенциала "труба-земля";
- график времени (годы) отсутствия электрохимической защиты коммуникаций;
- наносятся значения удельных электрических сопротивлений грунтов и другие данные.

8.4.4. Проводится анализ коррозионного состояния коммуникаций по видам выполненных измерений. Результаты анализа сопоставляются между собой и с данными, ранее нанесенными на "План-схему" (Приложение 5). В результате выявляются конкретные участки коммуникаций с различным ожидаемым коррозионным состоянием.

8.4.5. Определяются места контрольной шурфовки. Результаты обследования коррозионного состояния коммуникаций в шурфах наносятся на "Комплекс основных технических данных, характеризующих состояние комплексной защиты и коррозии обследованных подземных коммуникаций промплощадки (КС)" (Приложение 6) и заполняются соответствующие графы "Сводной таблицы обследования состояния изоляции и трубопровода в шурфе" (Приложение 4).

8.4.6. Составляется с учетом всех работ обобщенная для каждого характерных участков коммуникаций коррозионная характеристика. Определяются виды и объемы ремонта коммуникаций.

9. ОСОБЕННОСТИ ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

После выполнения подготовительных работ (п. 3.2), составления "Ситуационной схемы трассы обследуемого трубопровода" (Приложение 7) с нанесенными на ней источниками блуждающих токов и элементами электрозащиты приступают к обследованию состояния трубопроводов.

9.1. Определение наличия блуждающих токов

9.1.1. Для определения наличия блуждающих токов, местонахождения их источника и направления основного вектора поля блуждающих токов выполняются измерения разности потенциалов между двумя точками земли по двум взаимно перпендикулярным направлениям при разное измерительных электродов на 100 м (рис. 9).

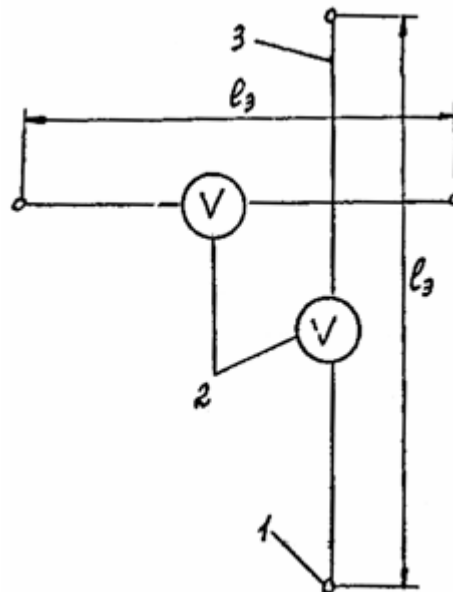


Рис. 9. Схема электрических измерений для обнаружения блуждающих токов в земле

где 1 - медносульфатный электрод; 2 - милливольтметры; 3 - изолированные провода;

l_3 - расстояние между измерительными электродами.

Каждая установка состоит из 2-х МСЭ и измерительного прибора, т.е. для проведения измерений используется 4 МСЭ, которые подбирают так, чтобы разность ЭДС двух электродов не превышала 5 мВ. В качестве измерительных приборов используются высокоомные вольтметры или самопишущие приборы. Если измеряемая разность потенциалов устойчива, т.е. не изменяется по величине и знаку, то это указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения. Если измеряемая разность потенциалов имеет неустойчивый характер, т.е. изменяется по величине или знаку, то это указывает на наличие блуждающих токов.

9.1.2. Направление основного вектора блуждающих токов в земле определяется для каждой установки по средним значениям измеренных потенциалов. Средние значения положительных и отрицательных потенциалов определяются как среднеарифметические

$$U_{+cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n+} U_{+i}}{n} ; U_{-cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n-} U_{-i}}{n}$$

где U_{+i}, U_{-i} - положительные и отрицательные показания вольтметра, В;

$n+, n-$ - числа положительных и отрицательных показаний вольтметра;

n - общее число измерений.

По полученным средним значениям потенциалов строится векторная диаграмма (рис. 10) и определяются направление и величина основного (большого) вектора блуждающего тока. Направление основного вектора поля блуждающего тока определяется большим вектором, в данном случае находящимся во втором квадранте.

9.1.3. Величина векторов поля блуждающего тока по квадрантам определяется следующим образом:

$$U_{++} = \sqrt{U_{x(+)}^2 + U_{y(+)}^2} ; U_{-+} = \sqrt{U_{x(-)}^2 + U_{y(+)}^2} ;$$

$$U_{--} = \sqrt{U_{x(-)}^2 + U_{y(-)}^2} ; U_{+-} = \sqrt{U_{x(+)}^2 + U_{y(-)}^2}$$

где $U_{++}; U_{-+}; U_{--}; U_{+-}$ - векторы блуждающего тока, соответственно, для I, II, III, IV квадрантов; $U_{x(+)}; U_{x(-)}; U_{y(+)}; U_{y(-)}$ - средние значения положительных и отрицательных градиентов потенциалов, измеренных двухэлектродными установками, расположенными по осям "x" и "y" диаграммы (рис. 10), соответственно.

при наличии и отсутствии протекания электрического тока в дренаже.

Схема измерения силы тока в трубопроводе методом падения напряжения, формула его подсчета и определение его направления изложены в п.2.4 "Пособия по электрическим измерениям, применяемым при комплексном обследовании состояния подземных магистральных трубопроводов" (Приложение 11).

9.2.4. По данным средних положительных и отрицательных значений потенциалов "труба-земля" (п.9.2.2) на "Рабочей трассовке" в масштабе 1:100000 строится график распределения $U_{Т-З}$ по длине трубопровода. Наносятся данные измерения силы тока и его направление (п.9.2.3).

Производится анализ и определяется общая картина наличия и распределения на трубопроводе анодных, катодных и знакопеременных зон, вызванных блуждающими токами, время интенсивности их воздействия на трубопровод.

9.2.5. Для раздельного интегрирования положительных и отрицательных потенциалов "труба-земля" в каждой точке измерений, получения сопоставимых по величине результатов измерений, облегчения анализа результатов, по которым можно было бы судить о границах опасных (анодных и знакопеременных) зон и распределения потенциалов в пределах этих зон, выполняются исследования с использованием интеграторов типа ИТБ-1 (ртутные кулонометры) по заранее составленному графику.

9.2.6. Показания интеграторов снимаются через 1-4 суток в зависимости от величины интегрируемых потенциалов. Вычисляются средние значения за период измерения положительных и отрицательных потенциалов трубопровода (относительно стального электрода сравнения) с приведением результатов к среднесуточному периоду.

9.2.7. Средние значения измеряемого интегратором потенциала определяются по формуле:

$$U_{\text{ср}} = U_0 + \frac{ПК}{T}, \text{ В}$$

где $U_0 = 0,3 \text{ В}$ - прямое падение напряжения на диодах;

П - число делений шкалы интеграторов, пройденное зазором электролита;

Т - время интегрирования, сут. час;

К - цена деления шкалы.

9.2.8. По результатам измерений на "Рабочей трассовке" вычерчиваются потенциальные диаграммы средних (за сутки) положительных и средних отрицательных значений потенциалов "труба-земля".

Обозначаются на диаграммах уточненные анодные, катодные и знакопеременные зоны потенциалов трубопровода при существующих режимах средств электрозащиты.

9.2.9. Производится уточнение состояния электрозащитенности трубопровода с помощью самопишущих приборов, т.е. определяются наибольшие мгновенные значения положительных и отрицательных потенциалов. Измерения выполняются в местах подключения установок дренажной защиты (УДЗ), пересечения и сближения трубопровода с э.ж.д. и др. местах (п.9.2.8).

Одновременно выполняется запись измерения силы тока дренажной установки.

Измерения производятся в периоды интенсивного движения поездов и с длительностью не менее 4 часов.

9.2.10. Полученные данные обрабатываются и в виде графиков наносятся на "Рабочую

трассовку". Выполняется сопоставление с графиками потенциалов "труба-земля" ранее выполняемых измерений. Обозначаются уточненные участки трубопровода:

- находящиеся в анодных и знакопеременных зонах блуждающих токов;
- находящиеся в зонах недопустимо больших отрицательных потенциалов;
- имеющие и не имеющие необходимую по величине и постоянную во времени электрозащиту.

9.2.11. При выявлении положительных и недопустимо больших отрицательных значений потенциалов на трубопроводе производится регулировка (наладка) защиты трубопровода от коррозии.

9.2.11.1. Устанавливаются на КИПах, на участках, где обнаружены наибольшие положительные и отрицательные потенциалы, милливольтметры и, контролируя по ним потенциалы трубопровода, выполняется наладка необходимой защиты его в этих местах, для чего производится:

- регулировка режимов УКЗ;
- регулировка величины электрического сопротивления дренажной цепи;
- опытная установка электрической перемычки между нитками (если трубопровод многониточный), дополнительных ОУКЗ, ОУДЗ;
- регулировка сопротивлений, шунтирующих изолирующие фланцы и другие мероприятия.

9.2.11.2. Производятся измерения потенциалов на остальных КИПах (участках) в периоды наибольшей и наименьшей электронагрузки на источнике блуждающего тока.

9.2.12. С целью проверки непрерывности защиты трубопровода во времени производится суточная запись потенциалов "труба-земля" в контрольных местах в зонах наибольшего влияния блуждающего тока.

9.3. Обследование технического состояния установок дренажной защиты

9.3.1. Установка дренажной защиты (УДЗ) - это устройство, предназначенное для отвода блуждающих токов из трубопровода к источнику этих токов. УДЗ состоит из электродренажной станции и соединительных кабелей. Составными частями электрической цепи УДЗ являются узлы подключения кабелей к защищаемому трубопроводу и к источнику блуждающего тока.

9.3.2. Целью обследования УДЗ является:

- ознакомление с проектной, исполнительной и эксплуатационной документацией;
- выявление фактического состояния УДЗ по: данным визуального осмотра электродренажа, его элементов и контактных соединений; проверке расстояния между трубопроводом и рельсом, м; контролю правильности показаний амперметра, А; определению и выявлению неисправностей в элементах УДЗ;
- разработка предложений по повышению надежности как работы самих УДЗ, так и осуществления электрозащиты трубопровода;
- определение сопротивления цепи дренажной установки.

Сопротивление дренажной цепи определяется на действующей или опытной дренажной установке.

Сопротивление цепи дренажной установки определяется методом измерения падения напряжения в этой цепи и рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{\Delta U}{I}, \text{ Ом}$$

где ΔU - величина падения напряжения на участке труба-рельс цепи дренажа, В;

I - величина силы дренажного тока, А.

Измерения падения напряжения производятся по схеме рис.11.

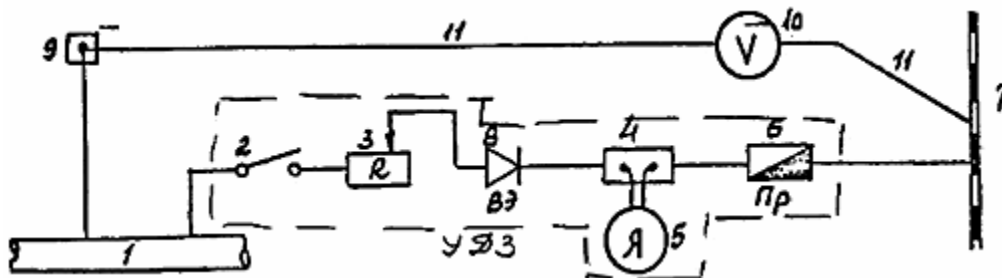


Рис.11. Схема измерения падения напряжения

1 - трубопровод; 2 - рубильник; 3 - регулировочное сопротивление R ; 4 - шунт; 5 - амперметр; 6 - предохранитель Пр; 7 - рельс; 8 - вентильный элемент; 9 - контрольно-измерительный пункт (КИП); 10 - вольтметр; 11 - измерительные провода.

Считывание падения напряжения по вольтметру выполняется одновременно со считыванием показания амперметра дренажа и по указанной выше формуле определяется сопротивление цепи дренажа. Такое определение сопротивления цепи дренажа выполняется не менее 5 раз. В случае резкого отличия при сопоставлении их величин измерения считывания ΔU с одновременным считыванием показаний амперметра (I) надо продолжить и сделать их больше (до 10 раз).

Истинное значение сопротивления цепи дренажа находится как среднее значение от суммы значений сопротивлений (R), рассчитанных по всем случаям мгновенных считываний показаний вольтметра и амперметра, т.е.:

$$R_{\text{др}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} R}{n}, \text{ Ом}$$

где n - количество частных значений сопротивлению (R) цепи дренажа.

9.3.3. Данные обследования УДЗ, а также данные пп. 9.2.2, 9.2.3, 9.2.4, 9.2.6, 9.2.8, 9.2.9 и другие помещаются в таблицу 5 "Результаты обследования состояния и параметров установки дренажной защиты (УДЗ)" и на "Рабочей трассовке" и др. трассовочном материале.

9.4. Опытная установка дренажной защиты (ОУДЗ)

9.4.1. Для выявления возможностей повышения эффективности системы дренажной защиты, уточнения ее параметров в анодных и знакопеременных зонах ставят опытные дренажные установки.

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

9.4.3. При постановке ОДЗ определяются зоны электрозащиты трубопровода, ток в цепи и сопротивление реостата дренажной цепи. Величина допустимой силы тока в дренажной цепи определяется с учетом того, что суммарный среднечасовой ток всех УДЗ, дренирующих ток к одной тяговой подстанции, не должен превышать 20% от ее общего среднечасового тока (ГОСТ 25812-83).

Величина дренируемого тока устанавливается при помощи реостата дренажа и уточняется в процессе работ с учетом обеспечения $U_{Т-З}$ по всей длине участка трубопровода по величине не менее минимальной защитной (-1,0 В) и не более максимально допустимой величины (-2,5 В для битумной и -3,5 В для пленочной изоляции).

Если при этом останутся участки, где не достигнуто значение минимального защитного потенциала, то установка опытного дренажа производится в другом месте справа или слева в зависимости от того, в какой стороне остается больший участок анодной незащищенной зоны, либо дополнительно устанавливается опытная катодная станция.

Если при изменении режима работы или изменении места подключения дренажа, или изменения и того, и другого, анодная зона полностью не ликвидируется, то намечаются и проводятся дополнительные мероприятия: подключение второй дренажной установки, установка дополнительной катодной станции, подключения усиленного дренажа, измерение потенциалов "труба-земля" и т.д.

9.4.4. Результаты постановки опытной дренажной защиты и распределения средних значений потенциалов "труба-земля" наносятся на "Рабочую трассовку" и таблицу 6 "Результаты опытной установки дренажной защиты (ОУДЗ) по определению параметров дополнительных средств защиты трубопровода" и др. трассовочный материал.

9.4.5. При реализации намеченных мероприятий и осуществлении полной защиты обследуемого участка трубопровода и выборе режима работы средств электрозащиты измеряются разности потенциалов на обследуемом трубопроводе и на соседних подземных металлических трубопроводах (если они имеются). После включения дренажной установки состояние электрозащищенности этих соседних трубопроводов не должно ухудшаться. Указанные измерения $U_{Т-З}$ проводятся при включенном и выключенном электродренаже.

Таблица 6

Результаты опытной установки дренажной защиты (ОУДЗ) по определению параметров дополнительных средств электрозащиты трубопровода

Но- мер	Да- та	Мес- то	№ нитки	Сред- няя	Дренируема я сила тока,	Сред- няя	Рас- стояни	Удель -	Сред- няя	Час- тота	Заклю -	П
------------	-----------	------------	------------	--------------	----------------------------	--------------	----------------	------------	--------------	--------------	------------	---

по по- ряд- ку	про- ве- де- ния ра- бот ы	уста- новк и ОУДЗ на трас- се, км	трубо- про- вода под- ключе- ния дренажа	раз- ность потен- циалов "труба- земля" до включ. ОУДЗ в точке подклю- - чения за период 4 часов	А		раз- ность потен- циалов "труба- земля" в точке подклю- - чения дренажа после его включе- ния, В, в тот же период вре- мени, что и в графе 5	между трубо- про- водом и рель- сом на участке подклю- - чения дренажа, м	элект- ри- ческо е сопро- тивле- ние грунта в месте уста- новки дренажа, Ом·м	тока- вая на- грузка ж.д. в тече- ние суток, часа, в перио- д макси- маль- ной тока- вой на- грузки	следо- вания элект- ро- поез- дов в тече- ние суток, шт/сутк и	чение об- эффек- тив- ности ра- боты уста- новки опыт- ной дренаж- ной за- щиты	п
					сред- ная	макс- силь- ная							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

9.4.6. Опытные включения дренажной установки согласовывают с организацией, эксплуатирующей трубопровод, ведающей электрифицированной железной дорогой, и выполняют в присутствии их представителей.

9.5. Обработка результатов измерений потенциалов

9.5.1. Значения потенциалов "труба-земля", измеренные с использованием медносульфатного и стального электрода сравнения, связаны между собой соотношением:

$$U_{T-3}(Fe) = U_{T-3}(Cu/CuSO_4) + 0,55, \text{ В}$$

и наоборот

$$U_{T-3}(Cu/CuSO_4) = U_{T-3}(Fe) - 0,55, \text{ В}$$

где $U_{T-3}(Cu/CuSO_4)$ и $U_{T-3}(Fe)$ - потенциалы трубопроводов (включая и нулевые значения) с учетом знака, измеренные относительно медносульфатного и стального электродов сравнения, соответственно.

9.5.2. Нахождение средних значений разности потенциалов при измерениях с неполяризующимся медносульфатным электродом можно осуществлять двумя способами, изложенными в п.2.1.2 "Пособия по электрометрическим измерениям, применяемым при комплексном обследовании состояния подземных магистральных трубопроводов" (Приложение 11).

9.5.3. По средним значениям измеренных величин строятся графики распределения потенциалов вдоль трубопровода. Вверх откладываются положительные значения потенциалов, вниз - отрицательные.

9.5.4. Определение средних значений потенциалов и токов по лентам записи регистрирующего прибора выполняется методом планиметрирования диаграммных лент. Общая техника планиметрирования площадей описана в инструкции, прилагаемой к планиметру.

Планиметрирование лент записи потенциалов, произведенное в устойчивых анодных и катодных зонах трубопровода, выполняется в следующем порядке:

а) планиметром обводится контур, ограниченный двумя ординатами времени, кривой записи и нулевой линией. За нулевую линию при измерении с помощью медносульфатного электрода принимается прямая, смещенная на 0,55 В в сторону отрицательных значений потенциала. За нулевую линию при измерении с помощью стального электрода принимается прямая, соответствующая нулю отсчета;

б) в случае, если вся длина ленты больше участка, охватываемого планиметром при одной его установке, последняя разбивается на отрезки и планиметрируется отдельно каждый из них;

в) выполняется суммирование площадей, полученных при раздельном планиметрировании отрезков ленты, и находится общая площадь в кв.см;

г) делением общей площади на длину обработанной ленты определяется среднее значение регистрируемой величины за период записи;

д) умножением найденного среднего значения (в см) на цену одного "см" в вольтах окончательно определяется среднее значение регистрируемой величины в вольтах за период записи:

- для приборов с равномерной шкалой и записью в прямолинейных координатах отношение предела измерения, на котором велась запись, к длине интервала от нулевого положения пера самописца до его максимального отклонения дает цену 1 см в вольтах;

- для приборов с неравномерной шкалой (типа Н-39) перевод из среднего значения в "см" в среднее значение регистрируемой величины выполняется по масштабной линейке, прилагаемой к прибору и являющейся копией его шкалы. Максимальные и минимальные значения регистрируемой величины также отсчитываются по масштабной линейке.

9.5.5. Планиметрирование лент записи потенциалов в знакопеременных зонах трубопроводов отличается тем, что раздельно определяются площади положительной и отрицательной части диаграммы потенциалов (относительно принятой нулевой линии). Делением измеренных площадей на всю длину обработанной ленты с последующим умножением на цену 1 "см" в Вольтах определяются средние отрицательные и положительные значения измеряемой величины за период записи.

При измерении режима записи (предела измерения) всю ленту разбивают на участки, соответствующие каждому режиму, и обрабатывают по каждому участку.

9.5.6. Определяются протяженность и амплитуды анодных и катодных зон. Составляются выводы и разрабатываются мероприятия на усиление электрозащиты трубопровода.

9.6. Обследование состояния изоляционных покрытий трубопровода

9.6.1. Обследование состояния изоляции с нахождением мест сквозных дефектов производится аппаратурой ИПИ-85 или ИПИ-76 или другой аналогичной.

9.6.2. Выполняется обработка результатов, определяются и намечаются контрольные шурфы.

9.6.3. По результатам обследования состояния изоляции трубопровода в шурфах выполняется оценка повреждений и состояния материала изоляции. Оценочные участки с поврежденной изоляцией в принятых условных графических обозначениях наносятся на

"Комплекс технических данных, характеризующих состояние изоляции и коррозии трубопровода" (Приложение 8).

9.6.4. Данные обследования контрольных шурфов помещаются в "Сводную таблицу результатов обследования состояния изоляции и трубопровода в шурфе" (Приложение 4) и наносятся на "Рабочую трассовку" (Приложение 2).

9.6.5. По результатам интерпретации оценочных участков с поврежденной изоляцией производится обобщенная оценка состояния изоляции укрупненных участков трубопровода и наносится в соответствующих графических обозначениях на "Рабочую трассовку" (Приложение 2).

9.6.6. Выполняется анализ и сопоставление всего комплекса данных, определяются виды и объемы ремонтных работ.

9.6.7. При обследовании и определении состояния изоляции трубопроводов нужно руководствоваться разделами 5 и 9.2 настоящих "Методических указаний".

9.7. Обследование коррозионного состояния трубопроводов

9.7.1. Обследование коррозионного состояния трубопроводов, проложенных в зонах влияния блуждающих токов, заключается в:

- определении на трубопроводе с привязкой к местности, км, м наличия анодных, знакопеременных его участков и времени их существования на трубопроводе;
- определении участков трубопровода с неудовлетворительным состоянием изоляционного покрытия;
- определении участков с ситуационными, рельефными и грунтовыми условиями, способствующими вредному влиянию блуждающих токов на трубопровод;
- определении воздействия и интенсивности почвенной коррозии на трубопровод (его участки) в моменты отсутствия влияния на него блуждающих токов, в соответствии с разделом 6;
- определении обеспечиваемости трубопровода (его участков) электрозащитой во времени (за период его эксплуатации);
- определении мест (участков) для контрольной шурфовки трубопровода, обследования его в шурфах и оценки его коррозионного состояния.

9.7.2. Производится обработка результатов обследования трубопровода (п.9.7.1) в шурфах, нанесение их на "Рабочую трассовку" (Приложение 1) и в "Сводную таблицу результатов обследования состояния изоляции и трубопровода в шурфе" (Приложение 4).

9.7.3. Выполняется оценка коррозионного состояния трубопровода (его участков) по видам выполненных работ.

9.7.4. Производится анализ, сопоставление принятых оценок и составляется заключение о коррозионном состоянии трубопровода (его участков).

9.7.5. Разрабатываются мероприятия по повышению эффективности электрозащиты трубопровода, на виды и объемы ремонтных работ.

9.7.6. При обследовании и определении коррозионного состояния трубопровода нужно руководствоваться разделом 6 настоящих "Методических указаний".

10. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО КАМЕРАЛЬНОЙ ОБРАБОТКЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ ЭХЗ,

ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ И КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

10.1. Камеральная обработка результатов обследования трубопроводов подразделяется на предварительную и окончательную.

По результатам предварительной камеральной обработки материалов производится лишь предварительная обобщенная оценка состояния трубопровода. Окончательная уточненная оценка производится только после детального отображения всей собранной информации на графиках и таблицах и совокупного ее анализа. При этом вначале делаются локальные оценки на коротких промежутках, а затем короткие отрезки с одинаковым или близким состоянием, при условии незначительных расстояний между ними, обобщаются в более крупные.

10.2. Предварительная камеральная обработка выполняется ежедневно в период проведения полевых работ и включает следующее:

- нанесение информации, полученной за день обследований, на "Рабочую трассовку" (Приложение 2);

- сопоставление и привязка отдельных элементов трубопровода к его километражу по трассе;

- нанесение условными графическими обозначениями основных данных и предварительной оценки состояния трубопровода, полученных различными методами обследования, на "Рабочую трассовку" (Приложение 2);

- выполнение сопоставительного анализа графического материала с целью определения достаточности, полученного для заключения о состоянии трубопровода, материала.

10.2.1. Порядок выполнения предварительной камеральной обработки при обследовании средств ЭХЗ, изоляционного покрытия и коррозионного состояния трубопроводов изложены соответственно в разделах 4, 5, 6, 8 и 9.

10.3. Окончательная камеральная обработка выполняется после завершения полевого сезона и включает в себя проведение следующих работ:

10.3.1. По материалам обследования состояния электрохимической защиты:

- составление и оформление таблиц "Результаты обследования состояния и параметров установки катодной (таблица 3), дренажной (таблица 5) защиты трубопровода";

- составление и оформление таблиц "Результаты опытной установки катодной защиты (таблица 2), дренажной защиты (таблица 6) по определению параметров дополнительных средств электрозащиты трубопровода";

- вычерчивание графиков распределения потенциала "труба-земля", отражающих защищенность на начало обследования, после регулировки средств ЭХЗ, и защищенность с учетом ОУКЗ (ОУДЗ) и подготовка "Графика состояния и возможностей обеспечения электрозащиты от коррозии обследованного участка трубопровода" (Приложение 3);

- проведение анализа состояния средств ЭХЗ и защищенности трубопровода и разработка рекомендаций по достижению полной защищенности обследованного участка трубопровода;

- разработка текстовой части отчета с отражением в ней состояния средств ЭХЗ и состояния защищенности трубопровода.

10.3.2. По результатам обследования состояния изоляционного покрытия:

- уточнение и нанесение оцененных участков трубопровода с поврежденной изоляцией в принятых графических обозначениях в линейном масштабе на "Комплекс технических

данных, характеризующих состояние изоляции и коррозии трубопровода" (Приложение 8) на таких расстояниях от ближайших ориентиров, на которых они были зафиксированы при обследовании, указываются значения защитных плотностей токов по участкам трубопровода;

- заполнение граф "Сводной таблицы результатов обследования состояния изоляции и трубопровода в шурфе" (Приложение 4) в части состояния изоляционного покрытия и ее оформление;

- нанесение в принятых графических обозначениях на "Комплекс технических данных, характеризующих состояние изоляции и коррозии трубопровода" (Приложение 8) результатов обследования изоляции трубопровода в контрольных шурфах;

- проведение анализа всего комплекса материалов и разработка текстовой части анализа, отражающей состояние изоляционного покрытия обследованного участка трубопровода. В отчете дается характеристика состояния неповрежденного покрытия, наличие, характер и распределение дефектов изоляционного покрытия трубопровода;

- проведение разработки рекомендаций, предусматривающих либо сплошную переизоляцию, либо выборочный ремонт с указанием объемов и мест ремонтных работ.

10.3.3. По результатам обследования коррозионного состояния:

10.3.3.1. Нанесение в принятых графических обозначениях на "Комплекс технических данных, характеризующих состояние изоляции и коррозии трубопровода" (Приложение 8) результатов подробных коррозионных измерений, строятся графики:

- распределения градиентов поля коррозионных токов вдоль трубопровода;
- распределение значений удельных электрических сопротивлений грунтов вдоль трубопровода;
- распределения значений естественной разности потенциалов "труба-земля".

10.3.3.2. Занесение результатов контрольной шурфовки трубопровода в "Сводную таблицу обследования состояния изоляции и трубопровода в шурфе" (Приложение 4) в части коррозионного состояния трубопровода и ее оформление.

10.3.3.3. Нанесение на "Комплекс технических данных, характеризующих состояние изоляции и коррозии трубопровода" (Приложение 8) результатов обследования коррозионного состояния в контрольных шурфах, имевших место коррозионных разрывов и свищей, данных грунтовой ситуации по трассе трубопровода и значений удельных электрических сопротивлений грунтов.

10.3.3.4. Проведение анализа всего комплекса данных, характеризующих коррозионное состояние трубопровода с определением его окончательной коррозионной оценки. Разработка текстовой части отчета, отражающей коррозионное состояние трубопровода, в котором приводится характеристика коррозии трубопровода по участкам, наличие, ее характер и масштабность.

10.3.3.5. Разработка рекомендаций, предусматривающих либо замену участков, либо выборочный ремонт с выбраковкой трубы с указанием объемов и сроков ремонтных работ.

11. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ И ИХ РЕМОНТУ

Введение

Настоящие Указания устанавливают основные требования и порядок разработки, оформления и сдачи рекомендуемых предложений по законченному "Исполнителем" обследованию состояния электрохимической защиты, изоляции и коррозионного состояния подземно проложенного трубопровода.

Разработанные рекомендации согласовываются с "Заказчиком" и утверждаются в установленном порядке, после чего передаются в эксплуатирующую трубопровод организацию для их реализации.

11.1. Оформление рекомендаций.

Материал в рекомендациях излагается четко, кратко, с соблюдением принятой терминологии, стандартных обозначений и сокращений. Все единицы измерения в тексте, таблицах, графиках приводятся в системе СИ.

Текст рекомендаций печатается через два интервала.

Формулы, специальные термины и знаки, а также необходимые исправления вписываются в текст рекомендаций аккуратно и разборчиво, обязательно черной тушью или черными чернилами.

Все страницы рекомендаций, включая титульный лист, рисунки и приложения, имеют последовательную сквозную нумерацию.

Форматы графиков не превышают размеры по высоте 297 мм, по длине - 2000 мм. Количество экземпляров рекомендаций, выдаваемых "Заказчику", оговаривается в договоре на обследование.

11.2. Структура рекомендаций.

Рекомендации на обследованный участок трубопровода имеют следующую структуру:

11.2.1. Титульный лист по форме (Приложение 9).

11.2.2. Аннотация (краткое содержание рекомендаций).

11.2.3. Содержание.

11.2.4. Введение.

11.2.5. Краткое изложение состояния обследованного участка трубопровода по электрохимзащите, изоляционному покрытию, коррозионному состоянию.

11.2.6. Рекомендации по совершенствованию электрохимзащиты, капитальному и выборочному ремонтам обследованного участка трубопровода.

11.2.7. Схема и таблица рекомендуемых капитального, выборочного ремонта и совершенствования электрозащиты трубопровода (Приложение 10).

Титульный лист

Титульный лист оформляется по прилагаемому образцу (Приложение 9).

Название рекомендаций должно соответствовать их содержанию.

Аннотация

Аннотация пишется на отдельном листе.

В аннотации приводятся основные сведения о содержании рекомендаций, их назначении, направленности, а также основные выводы.

Содержание

Содержание помещается в начале текстовой части и имеет разбивку по разделам, главам и подзаголовкам текста.

Все приложения перечисляются и пронумеровываются.

Введение

Во введении обосновывается задача обследований, кратко рассматривается коррозионная обстановка на данном трубопроводе, состояние его защищенности. Указываются эксплуатационные сведения (год укладки, диаметр, количество ниток и т.д.). Указываются методы обследования.

11.3. Описание состояния обследованного участка трубопровода.

11.3.1. Приводятся сведения по электрохимзащите.

11.3.1.1. Год ввода в эксплуатацию катодной защиты, количество УКЗ, протекторных установок, их типы. Состояние УКЗ на момент обследования, их режим работы. Интервал между установками по трассе трубопровода.

11.3.1.2. Процент защищенности по ниткам от общей протяженности каждой нитки трубопровода на момент обследования.

11.3.1.3. В случае малых (недостаточных) токовых режимов работы УКЗ и после вывода их на оптимальный режим снова указывается процент защищенности по ниткам от общей протяженности каждой из них.

11.3.1.4. Приводятся основные неисправности средств катодной защиты, указываются причины неработы (отказов) средств катодной защиты, их классификация и удельный вес.

11.3.2. Приводятся сведения по изоляционному покрытию.

11.3.2.1. Вид, тип покрытия, обертки, армирующего материала.

11.3.2.2. Краткая характеристика состояния изоляции обследованного участка трубопровода в целом с выделением участков, имеющих неудовлетворительное изоляционное покрытие.

11.3.2.3. Перечисляются основные виды дефектов изоляционного покрытия и причины их появления.

11.3.2.4. Определяется суммарная протяженность участков трубопровода, имеющих сквозные дефекты в изоляционном покрытии, по ниткам и их процент (%) относительно общей протяженности.

11.3.3. Приводятся сведения по коррозионному состоянию трубопровода.

11.3.3.1. Дается общая оценка коррозионной ситуации обследованного участка трубопровода с выделением характерных участков (групп участков), имеющих различной степени коррозионное состояние.

11.3.3.2. Принятая оценка коррозионной ситуации участка (групп участков) трубопровода должна кратко обосновываться значениями параметров: $\rho_{гр}$, $\pm \Delta U_{гр}$, $U_{т-з_е}$ и скорости коррозии, а также наличием по трассе соров, солончаков, влажных низин и т.д., температурой транспортируемого продукта, наличием свищей и аварий, особенностями обеспечения трубопровода катодной защитой.

11.3.3.3. Указывается, где, на каких участках и какой вид коррозии наблюдается, глубина каверн, место их расположения, скорость коррозии.

11.3.3.4. Определяется суммарная протяженность участков (групп участков), различно оцененных по коррозионной опасности и состоянию трубопровода.

11.4. Требования к разработке и изложению рекомендаций.

11.4.1. По электрохимзащите.

11.4.1.1. Указываются номера (километраж) УКЗ, подлежащих реконструкции, ремонту или замене.

11.4.1.2. Перечисляются элементы и узлы, подлежащие ремонту или замене по каждой УКЗ.

11.4.1.3. Указываются величины, до которых необходимо уменьшить сопротивление растеканию АЗ, на какие режимы работы вывести существующие УКЗ и какие зоны защиты будут при этом обеспечены с указанием потенциала "труба-земля" в точке дренажа.

11.4.1.4. При необходимости строительства дополнительных установок катодной защиты (УКЗ) указывается место (километр и метр трассы, номер нитки) установки УКЗ, схему подключения к АЗ и трубопроводу, рекомендуемый тип АЗ, его расстояние и расположение относительно трубопровода по ходу газа, рекомендуемые параметры (выходное напряжение, сила тока) УКЗ, сопротивление растеканию постоянного тока АЗ, потенциал "труба-земля" в точке дренажа, длины защитных плеч, предполагаемый источник питания катодной станции (ЛЭП; 220 В от сети ж.д.; от линии совхоза, колхоза и т.д.).

11.4.2. По изоляционному покрытию.

11.4.2.1. Указываются участки трубопровода, подлежащие сплошной переизоляции, их распределение и суммарная протяженность.

11.4.2.2. Перечисляются участки, на которых необходимо произвести выборочный (местный) ремонт изоляции, указывается суммарная их протяженность.

11.4.2.3. Указывается, какой тип и вид изоляции, обертки и армирующего материала рекомендуется применить при ремонтных работах и переизоляции со ссылкой на инструктивные документы.

11.4.2.4. Указываются объемы, очередность и сроки ремонтных работ.

11.4.2.5. В данном разделе необходимо поместить примечание: "В случае, если при вскрытии трубопровода для ремонтных работ, участок с поврежденной изоляцией уходит за пределы вскрытой части трубы, вскрытие необходимо продолжить до хорошей сплошной изоляции".

11.4.3. По ремонту участков трубопровода.

11.4.3.1. Указываются участки трубопровода, подлежащие сплошной замене, и их суммарная протяженность.

11.4.3.2. Указывается ориентировочный процент выбраковки труб при ремонтных работах по изоляции и потребность в новых трубах.

11.4.4. В разделах 11.4.1 ÷ 11.4.3 указываются объемы, очередность и сроки ремонтных работ.

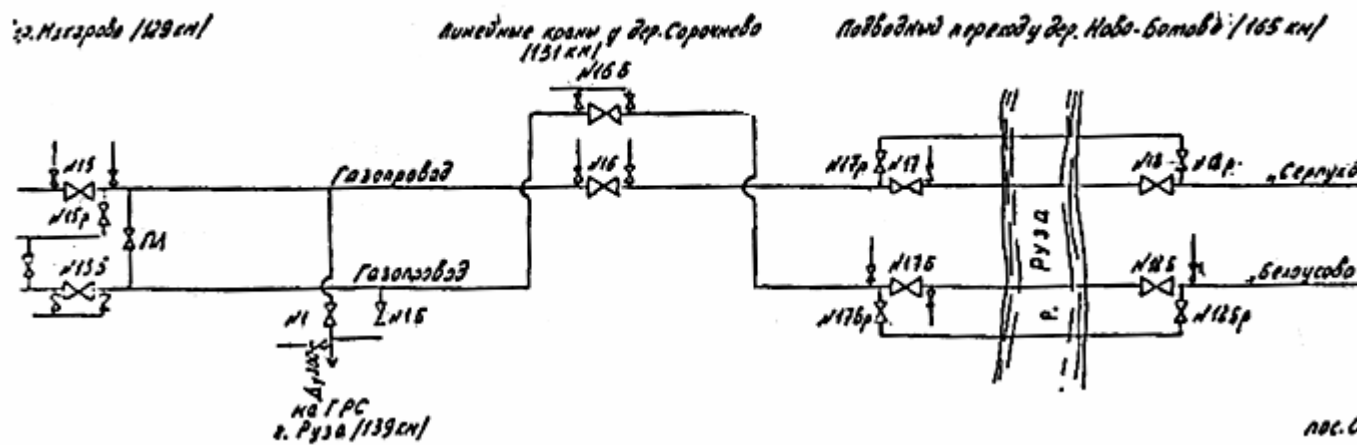
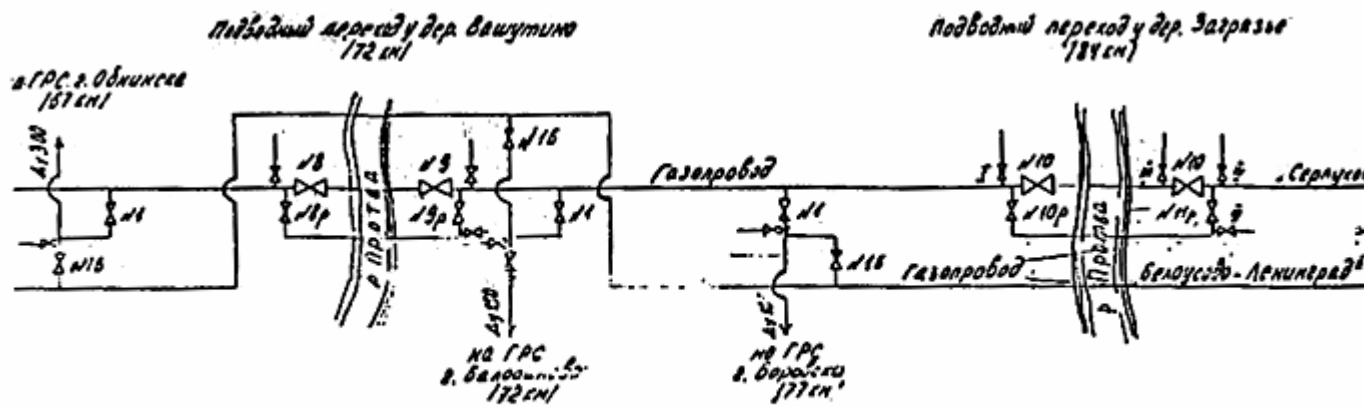
11.4.5. Составляется в принятых графических обозначениях "Схема и таблица рекомендуемых капитального и выборочного ремонтов и совершенствования электрозащиты трубопровода" (Приложение 10).

11.4.6. Дается перечень использованной литературы.

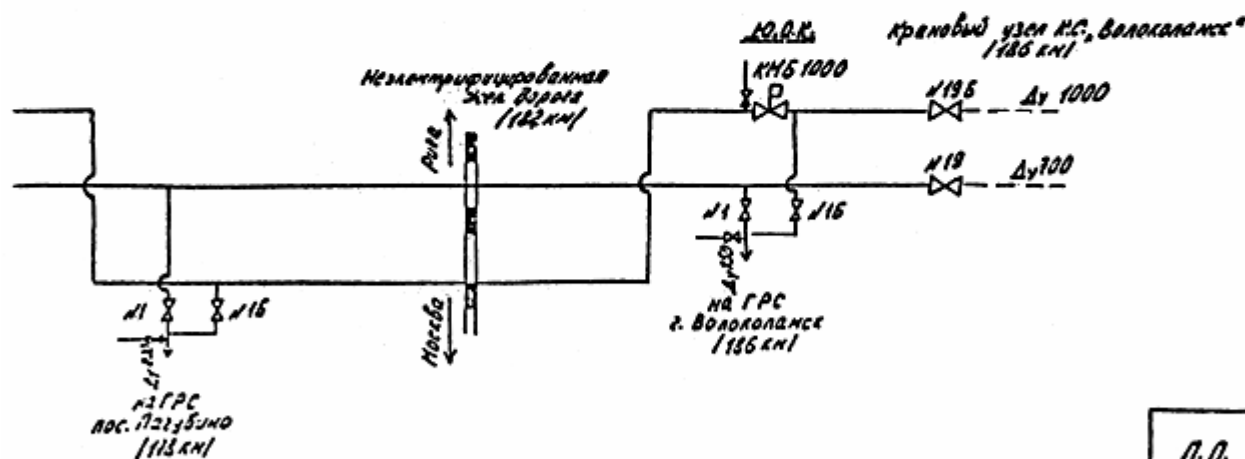
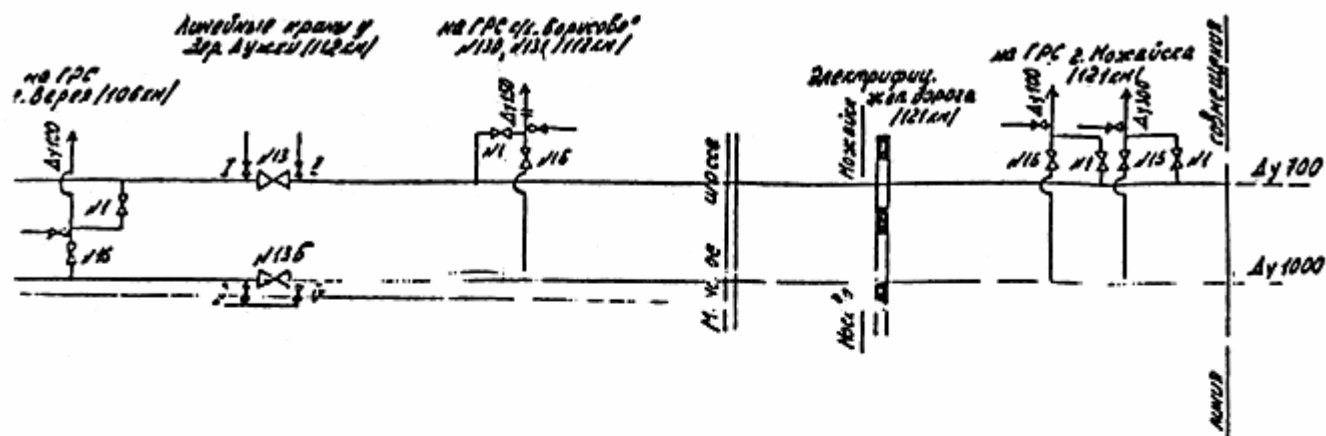
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технология предремонтного обследования состояния магистральных газопроводов в условиях почвенной коррозии. - ПО "Союзоргэнергогаз".
2. Томашов Н.Д. Теория коррозии и защиты металлов от коррозии.
3. Волков Б.Г., Тесов Н.И., Шувалов В.В. Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии. - Л.: Недра, 1975. - 224 с.
4. Инструкция по отбраковке труб при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов. - Мингазпром. - М.: 1982.
5. ГОСТ 9.015-74. Подземные сооружения. Общие технические требования.
6. ГОСТ 25812-83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
7. Типовая методика электрометрического обследования ЭХЗ подземных изолированных газопроводов (проект). - Киев: ВНИПИтрансгаз, 1980.
8. Пособие по электрометрическим измерениям, применяемым при комплексном обследовании состояния подземных магистральных трубопроводов. - ПО "Союзоргэнергогаз".
9. Глазов Н.П., Стрижевский И.В. и др. Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии. - М.: Недра, 1978.
10. Повышение эффективности электрохимической защиты подземных трубопроводов от почвенной коррозии: Сб.научн.трудов. - М.: ВНИИСТ, 1986.

ПРИЛОЖЕНИЯ

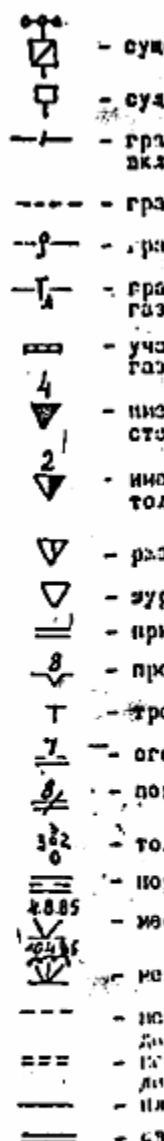


пос. 6



П. П.	Электромонтаж
Ленора-Энергогаз.	П.О. А.
	Газопровод
	Белоруссия
	ЛПУИГ
	Ф.И. О.
Составил	К.И.И.И.
Проверил	П.О.И.И.
Утвердил	П.О.И.И.

Приложение 2



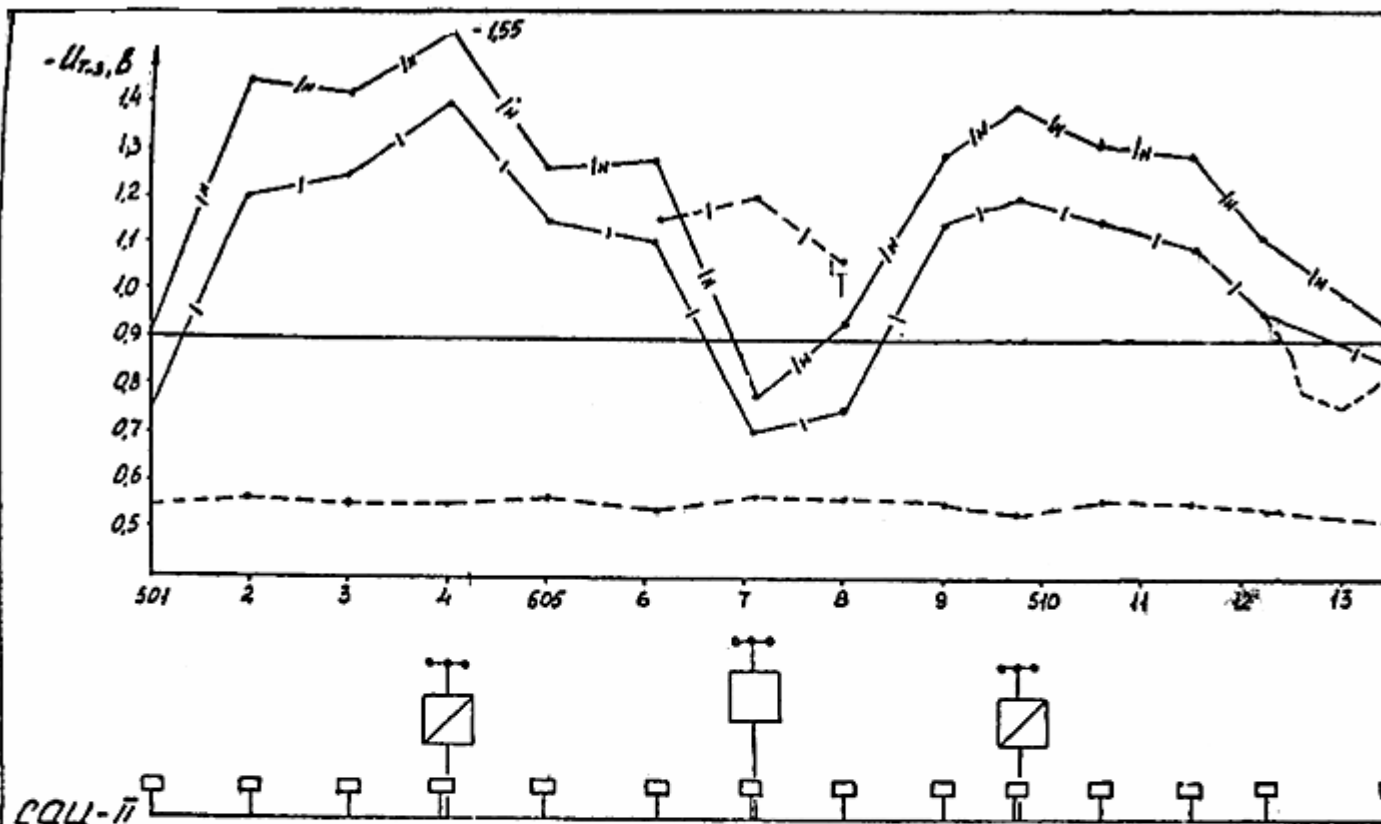
ка, супесей, местами плотных, засоленных, влажные
сара, рабнина до рога, солочная, дамба, возвышен- ность, низина

4,3 MПа	2,4 MПа
---------	---------

[illegible]

1. Ремонт не производится в 5% случаев, ремонт производится в 95% случаев, трудоемкость 2,5 чел. трудн.

Служба
ОДПН



УКЗ АТ

Существ. режим	Новый режим
$U: 288$	$U: 178$
$I: 478$	$I: 628$

ОУКЗ

$U: 268$
$I: 288$

УКЗ А.В

Существ. режим	Новый режим
$U: 288$	$U: 268$
$I: 348$	$I: 468$

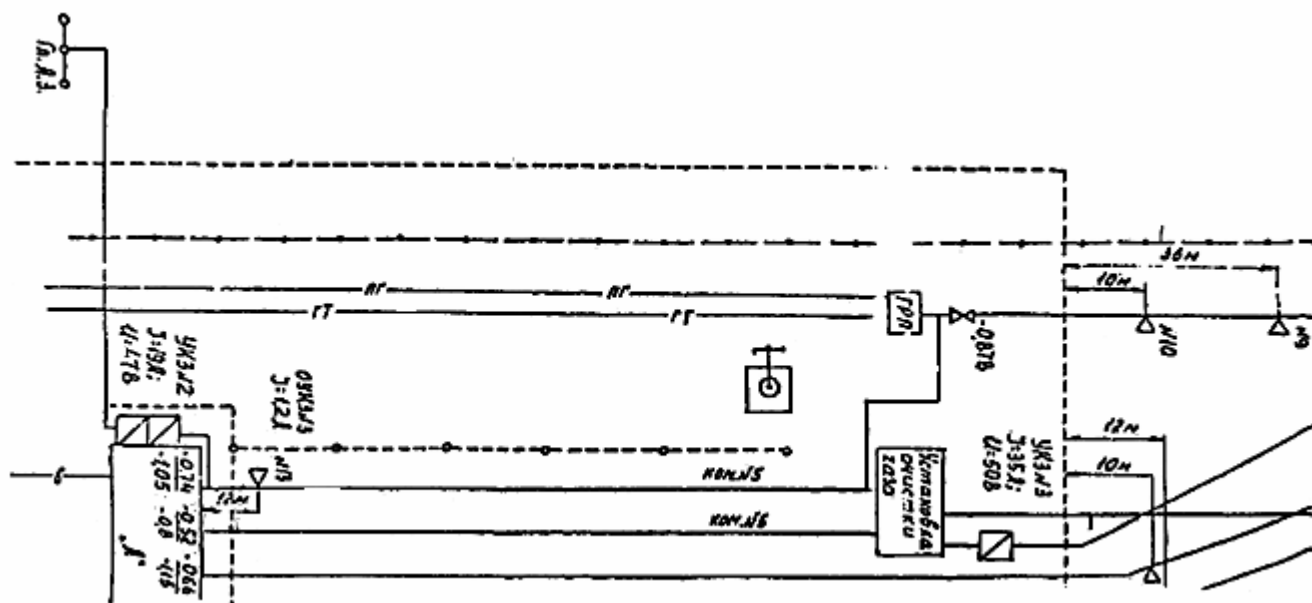
История обслуживания

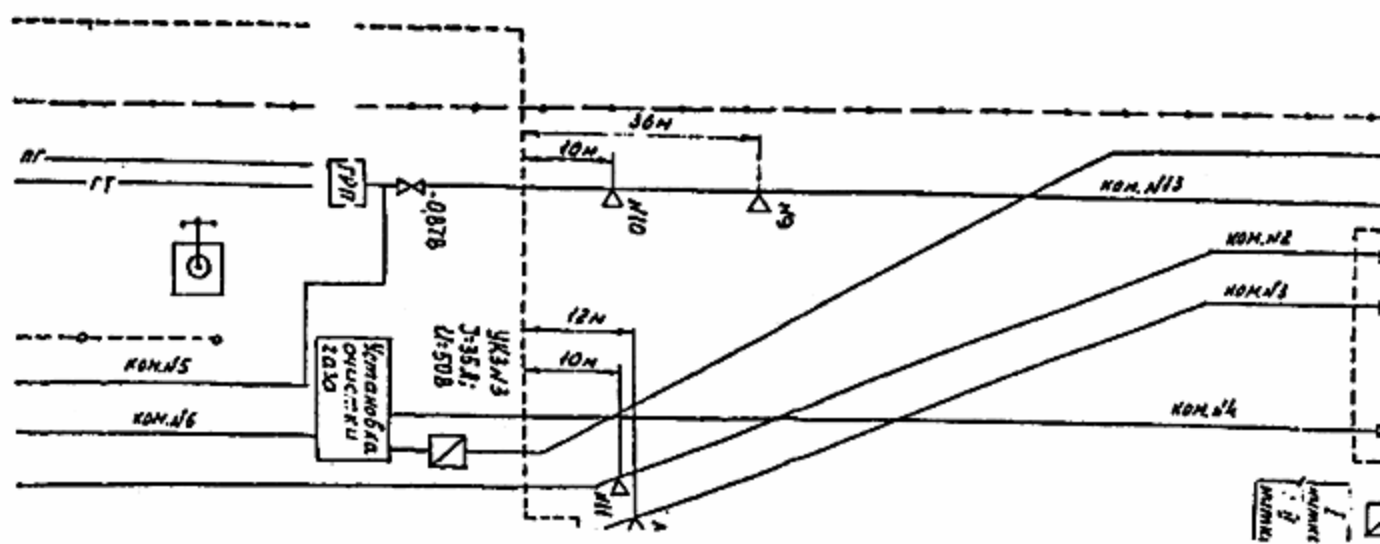
- Δ— разность потенциалов "труба-земля" при включении УКЗ на момент начала обескислороживания газопровода;
- разность потенциалов "труба-земля" при новом режиме УКЗ;
- разность потенциалов "труба-земля" естественная;
- - - разность потенциалов "труба-земля" при опытной установке катодной защиты (ОУКЗ);

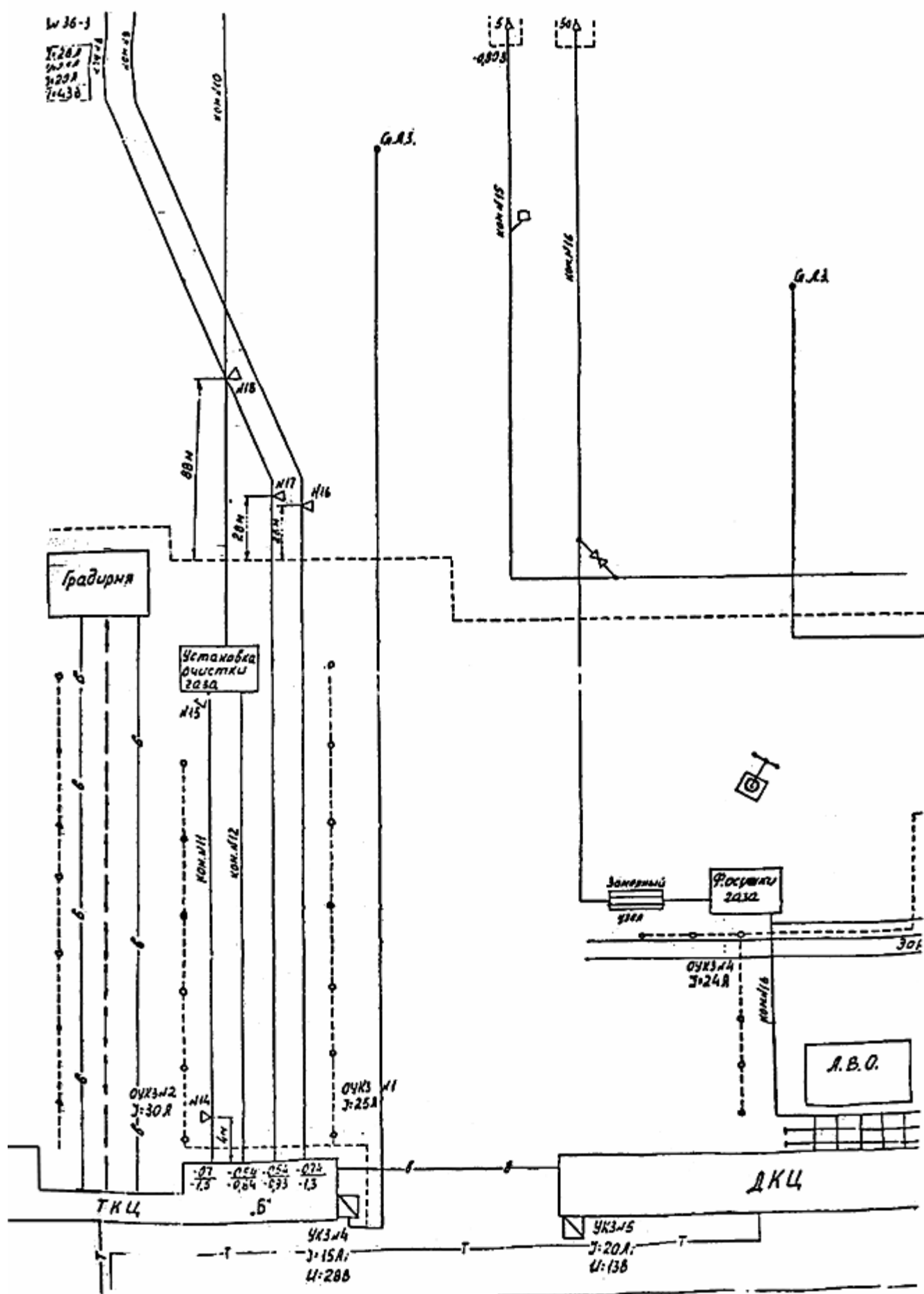


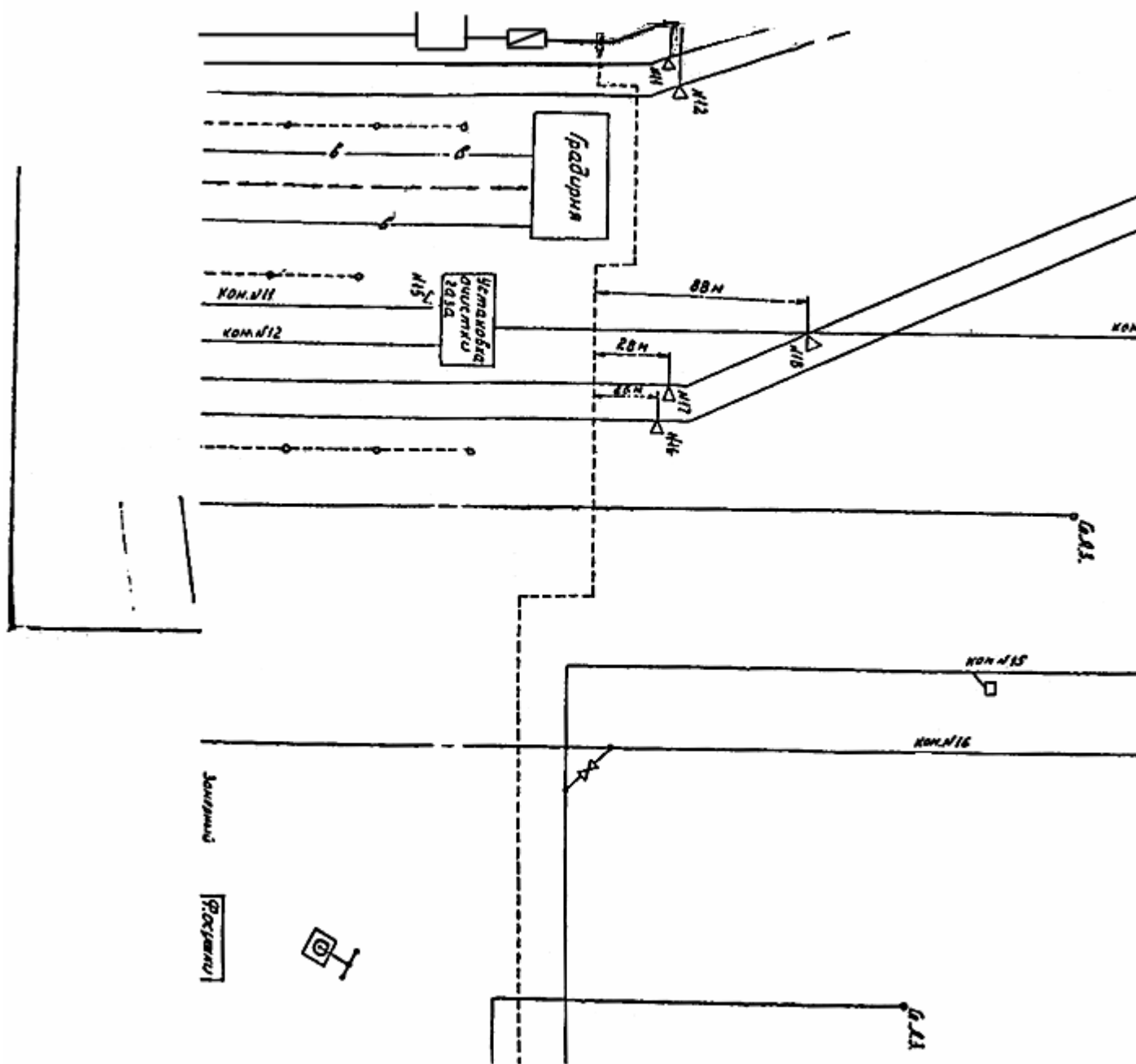
- (diagonal line) установка катодной защиты (УЗ)
- (empty) установка катодной защиты, опытная (ОУЗ)
- (empty) контрольно-измерительный пункт (КИП)

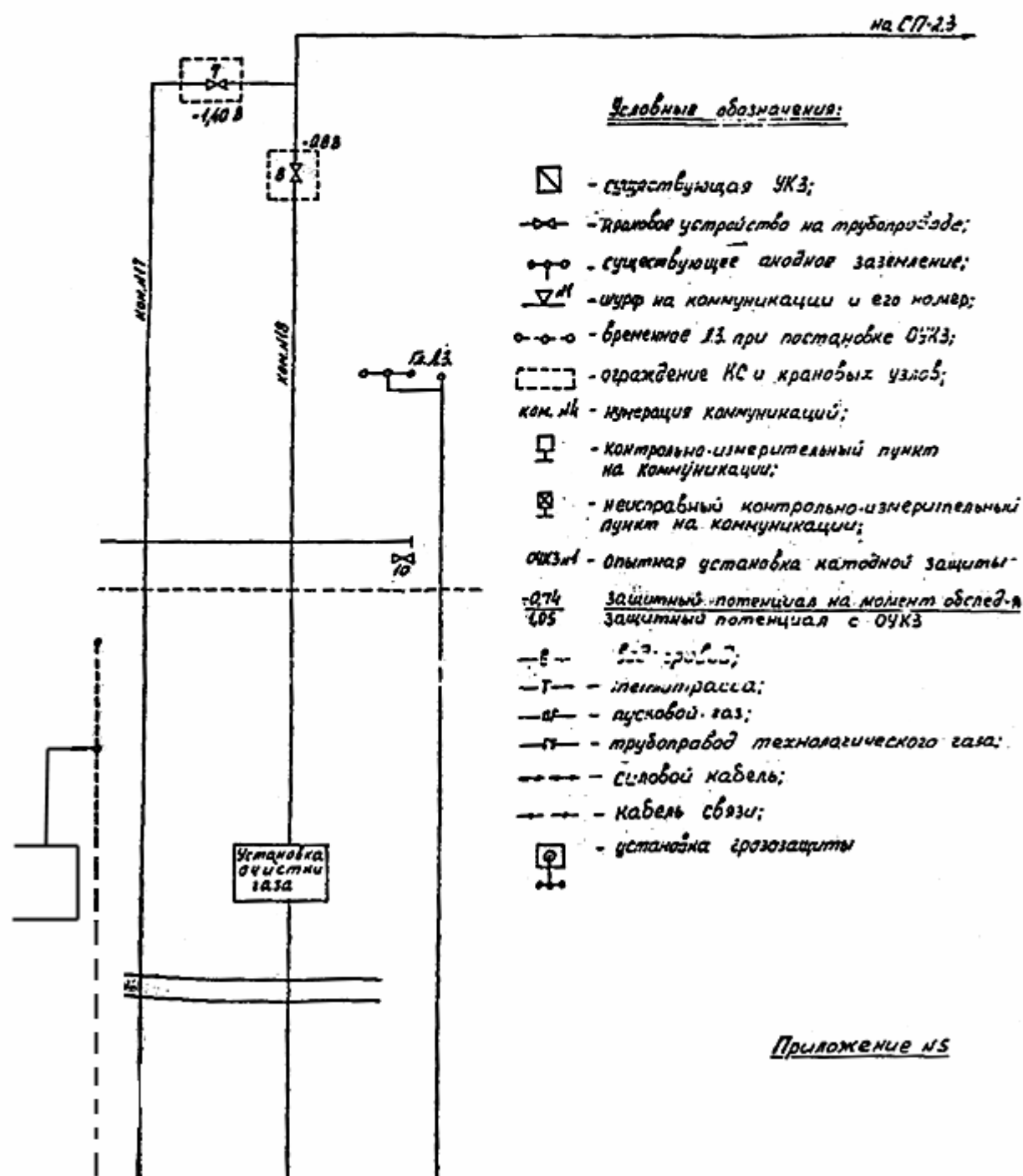
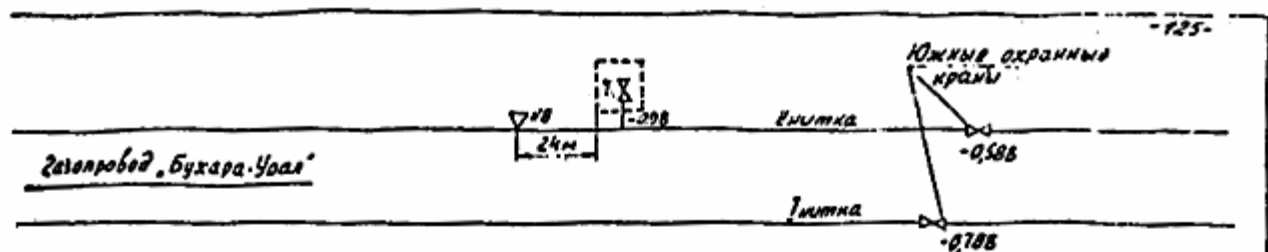
Служба ОТД и ТН	Производство	
	Электро	Газопровод
	Исполнитель	Исполнитель
	Ф.И.О.	Ф.И.О.
Составил		
Проверил		
С.контр		
Число		











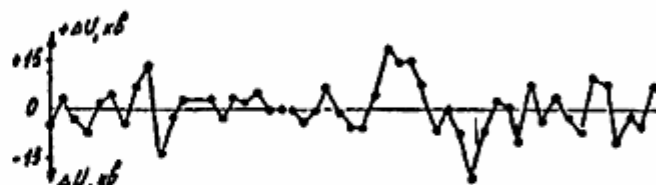
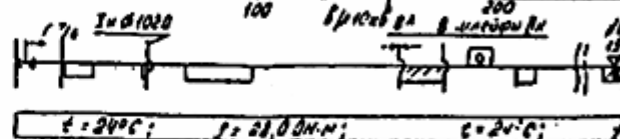
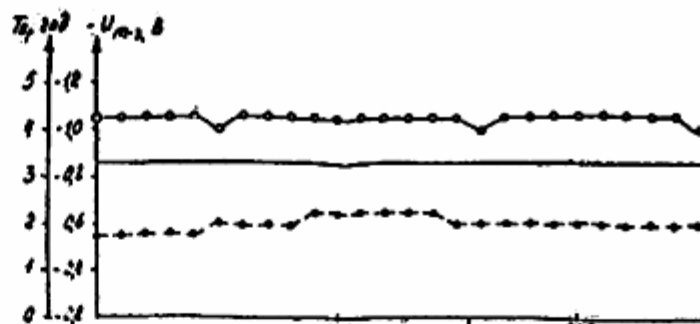
07200724

Шлейф 7 от 5 митри
(входной) и чеху, 6"
Коммуникация 1/10

Газопровод $\phi 1020$ мм

Температура окружающей среды, удельное сопротивление грунта

Измерения
градиента
потенциалов

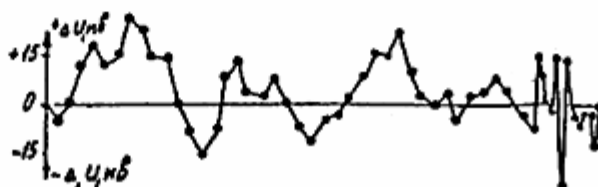
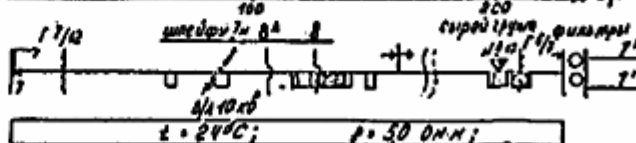
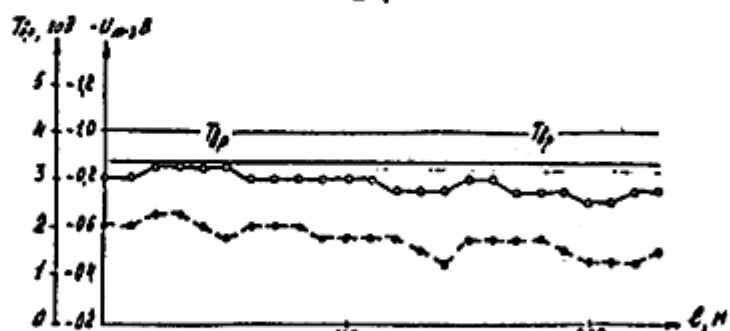


Шлейф 7 от 5 митри
(входной) и чеху, 6"
Коммуникация 1/4

Газопровод $\phi 1020$ мм

Температура окружающей среды, удельное сопротивление грунта

Измерения
градиента
потенциал

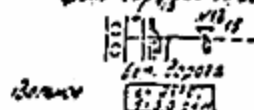


Шлейф 7 от 5 митри
(входной) и чеху, 6"
Коммуникация 1/4

Газопровод $\phi 1020$ мм

Температура окружающей среды, удельное сопротивление грунта

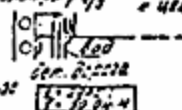
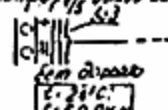
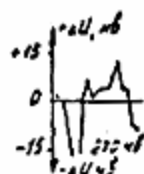
Измерения
градиента
потенциал



Газопровод 8,8 р 720 мм

Температура сгорания, удельное
сопротивление грунта

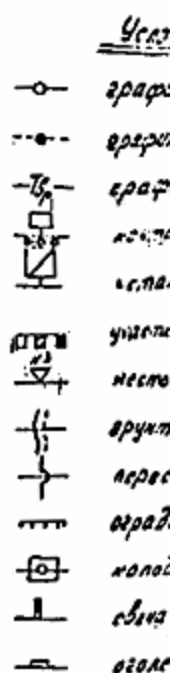
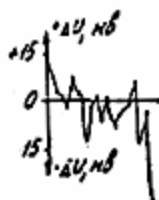
Узгедруша
грудзукта
гартенцудаб



Газар: 608 818 722 HH

Технология сооружения, удельное
содержание арматуры

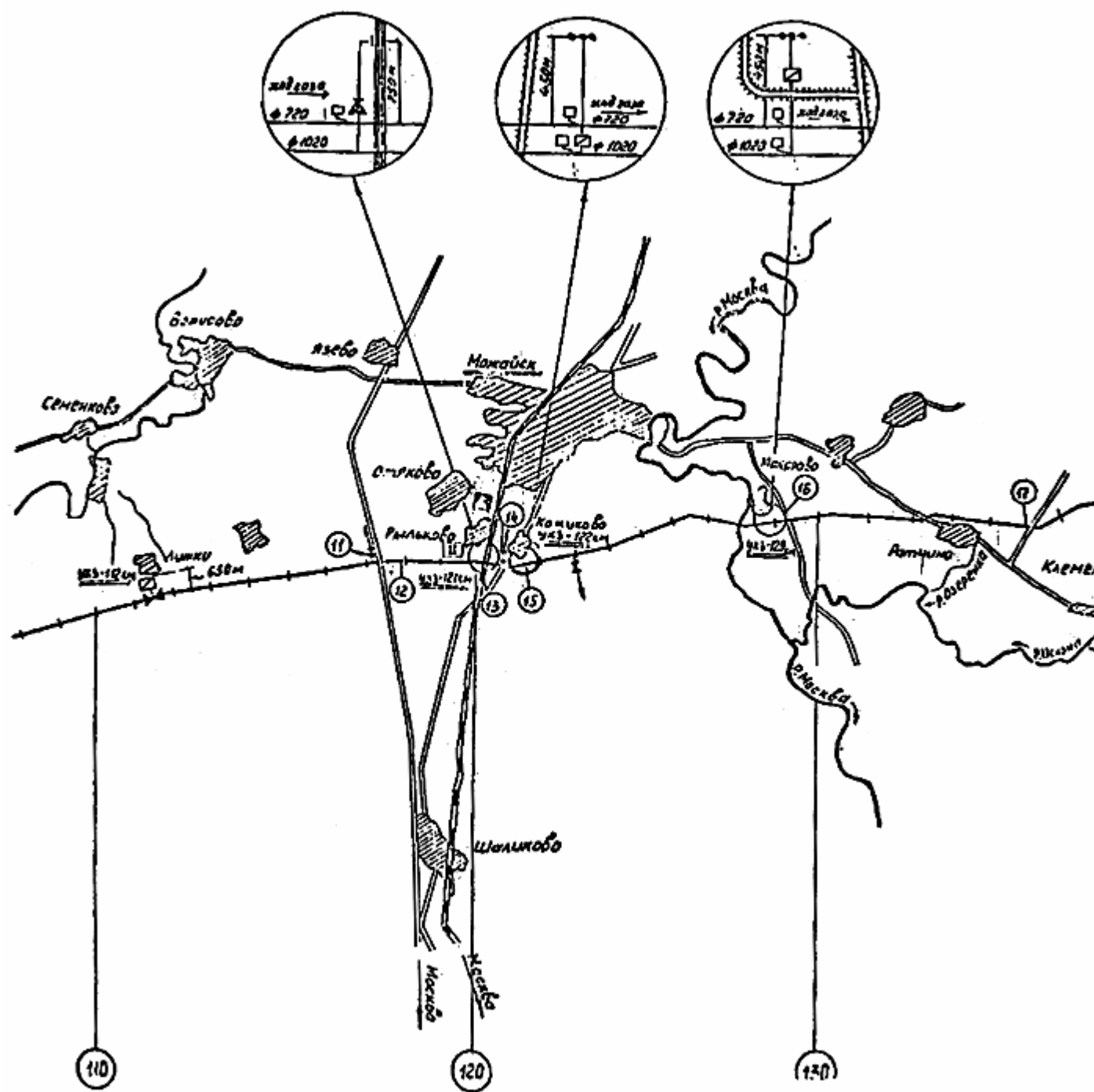
Узгэрэмж
дэгдүүлэх
потенциалыг

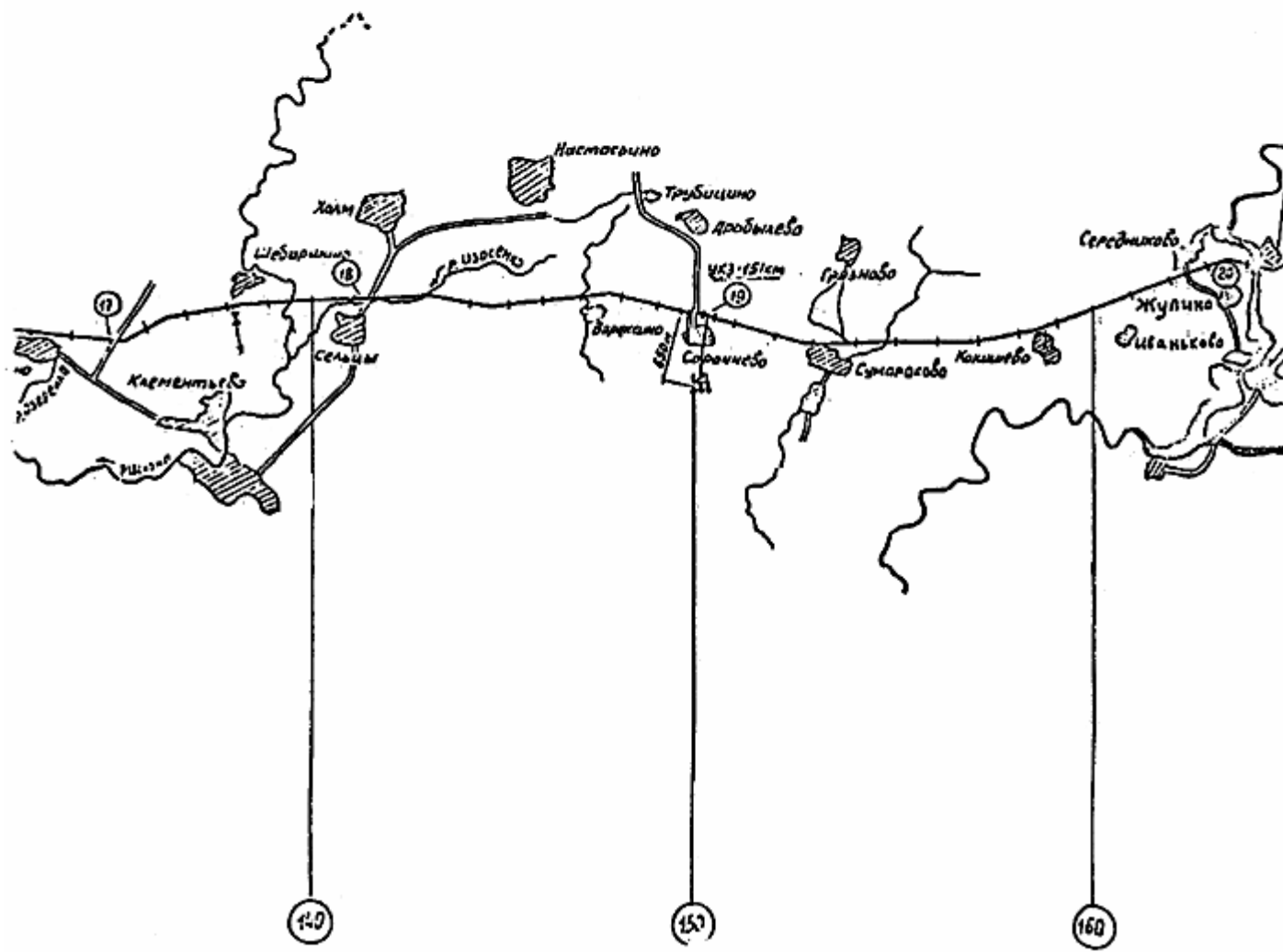


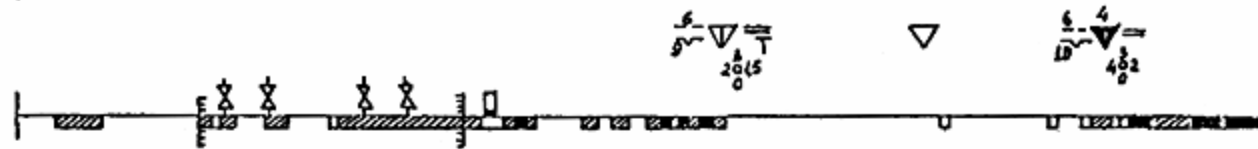
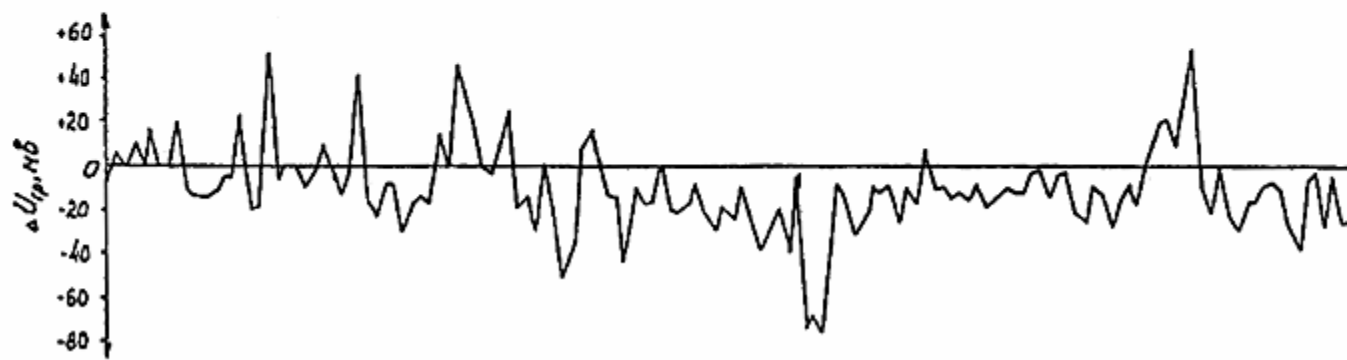
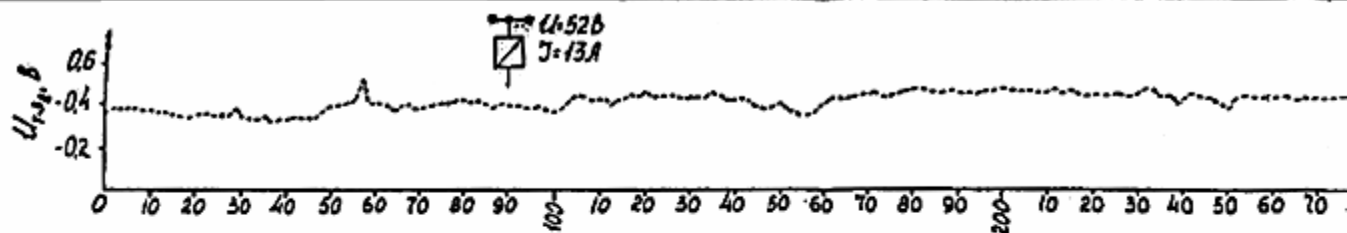
Пр

- 1 обследование состояния
ИПУ-76;
- 2 измерение разности
М-231, с применением
- 3 измерение удельного
М-416, при разности

Служба ОТД и ТН	П.О. Электронная подпись Генерального прокурора
Составил	Владимир
Проверил	
Тел. контр.	
Утвердил	

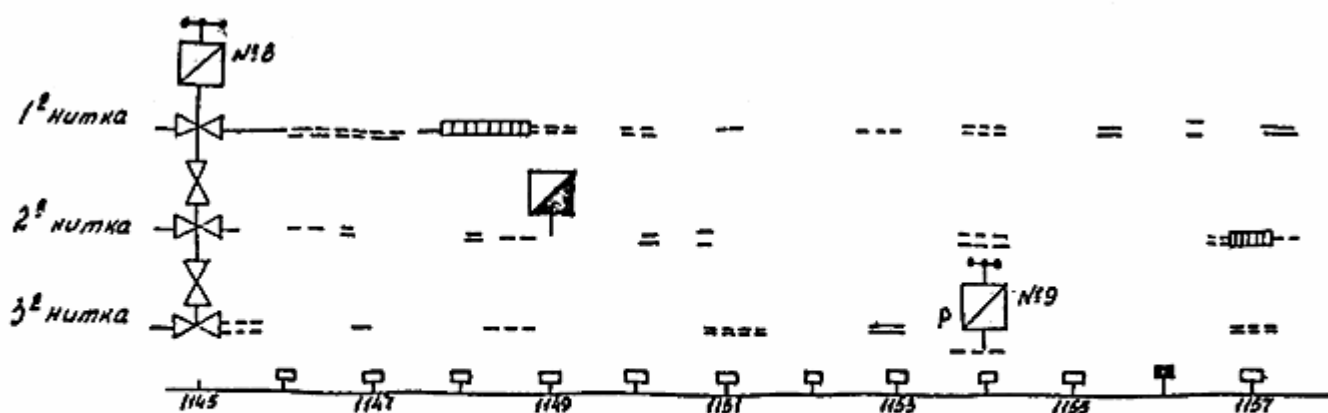






сора	сора (сильно засоленный сульфид)	Н И З И Н О	с. 104
	$i: 104 \text{ м/м}^2$	$j: 0.037 \text{ м/м}^2$	$j: 104$
	$d: 4.65 \text{ мм}$	$d: 7.16 \text{ мм}$	

Служба ОТДУП	П.О. СОЮЗОРГЭН		
	Электрометрические		
	Газопровод. Бухара		
	М.И.О.	Подп. Зот	Комплекс
Составил			данных, т
Проверил			щелк сос
Т.КОНТР.			лиции и
			запробо.



В и д ремонта													
№ нитки	Общая протяженность ремонтируемого участка (км)	Переизоляция						Выборочный ремонт					
		с выбраковкой 15%			с выбраковкой 5%			с выбраковкой 12%			с выбраковкой 3%		
		сумма		длина		длина		длина		длина		длина	
		перев. уч.-ка, км	выб. уч.-ка, км	перев. уч.-ка, км	выб. уч.-ка, км	перев. уч.-ка, км	выб. уч.-ка, км	перев. уч.-ка, км	выб. уч.-ка, км	перев. уч.-ка, км	выб. уч.-ка, км	перев. уч.-ка, км	выб. уч.-ка, км
1	12,0	1,45	0,2	1,35	0,01	2,8	0,27	1,10	0,13	1,25	0,05	2,03	0,13
2	14,0	0,5	0,07	1,05	0,05	1,55	0,12	1,23	0,14	0,70	0,03	1,93	0,15
3	14,0	0,5	0,07	1,15	0,06	1,65	0,13	0,83	0,10	1,20	0,03	2,05	0,13
Всего:	40,0	2,45	0,34	3,55	0,12	6,0	0,52	3,16	0,37	3,65	0,10	6,01	0,41

Условные графические обозначения:

- участки газопроводов, подлежащие замене.
- участки газопровода, подлежащие переизоляции с выбраковкой 15%.
- участки газопровода, подлежащие переизоляции с выбраковкой 5%.
- участки газопровода, подлежащие выборочному ремонту изоляции с выбраковкой 12%.
- участки газопровода, подлежащие выборочному ремонту изоляции с выбраковкой 3%.
- существующая УКЗ.
- существующий неисправный КИП.
- рекомендуемая дополнительная УКЗ.
- рекомендуемый КИП.

Текст документа сверен по:
официальное издание
М., 1989

АННОТАЦИЯ

ВВЕДЕНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ПОНЯТИЯ О КОРРОЗИИ И ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ

1.1. Почвенная коррозия

1.2. Электрокоррозия

Рис. 1. Схема возникновения и график распределения токов в трубопроводе и разности потенциалов "труба-земля" вдоль трубопровода, пролегающего параллельно электрифицированной железной дороги

Рис. 2. Принципиальная схема прямого электрического дренажа

Рис. 3. Принципиальная схема поляризованного электрического дренажа

Рис. 4. Принципиальная схема усиленного (поляризованного) электрического дренажа

2. ВИДЫ И ЗАДАЧИ ОБСЛЕДОВАНИЯ

3. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Общие положения

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

6. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Рис. 5. Зависимость скорости коррозии железа от pH (K - скорость коррозии)

Рис. 6. Образование макрогальванического коррозионного элемента в разных почвах (а) и при пересечении с шоссейной дорогой (б).

Рис. 7. График распределения значений естественного потенциала "труба-земля" на выходе КС-15 газопровода "Бухара-Урал"

Рис. 8. Варианты протекания коррозионных токов макропар, их выявления при производстве электрических измерений

7. МЕТОД МЕХАНИЗИРОВАННОЙ НЕПРЕРЫВНОЙ ЗАПИСИ ИНФОРМАЦИИ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

8. ОСОБЕННОСТИ ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ, ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ И КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ ПРОМПЛОЩАДКИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ (КС)

9. ОСОБЕННОСТИ ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Рис. 9. Схема электрических измерений для обнаружения блуждающих токов в земле

Рис. 10. Графическое построение вектора поля блуждающего тока

Рис.11. Схема измерения падения напряжения

10. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО КАМЕРАЛЬНОЙ ОБРАБОТКЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ ЭХЗ, ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ И КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

11. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ И ИХ РЕМОНТУ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

ПРИЛОЖЕНИЯ

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

Чертеж

**Методические указания по диагностическому обследованию состояния коррозии и комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии
Приказ ОАО "Газпром" от 07.12.89 N 6/н**

ОАО "Газпром"

Действующий

Опубликован: Официальное издание, М., 1989 год

ГОСТ 25812-83 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

Постановление Госстандарта СССР от 27.05.83 N 2387

ГОСТ от 27.05.83 N 25812-83

Инструкция по освидетельствованию, отбраковке и ремонту труб в процессе эксплуатации и капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов

Приказ ОАО "Газпром" от 08.11.91 N б/н

ЭХЗ - Эксплуатация средств электрохимзащиты