Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 39-0147103-372-86

Уфа - 1987

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов

(ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕН

заместителем министра
С.М.Топловым

22 декабря 1986 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 39-0147103-372-86

Уфа - 1987

Настоящая Инструкция разработана Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) на основании предложения Главтранснефти к "Плану научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ на 1985 г." и заказ -наряда.

Инструкция посвящена вопросам проведения обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и методам обработки результатов обследования с целью разработки мероприятий по полной защите нефтепроводов от коррозии.

Инструкция разработана к.т.н. Колчиным В.А. и к.т.н. Лебеденко В.М.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 39-0147103-372-86

Вводится впервые

Срок введения установлен с 01.07.87 г.

Срок действия до 01.07.90 г.

Инструкция распространяется на действующие, проложенные подземно в любых почвенно-климатических условиях магистральные нефтепроводы:

не имевшие длительное время после пуска в эксплуатацию электрохимической защиты (ЭХЗ);

на которых длительное время не поддерживался минимальный защитный потенциал в соответствии с ГОСТ 25812-83;

находящиеся в эксплуатации более 20 лет и обеспеченные эффективной ЭХЗ.

Инструкция предназначается для использования работниками управлений магистральными нефтепроводами (УМН) при установлении коррозионного состояния нефтепроводов с целью проведения мероприятий по эффективной защите от коррозии.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Основными критериями коррозионной опасности являются:

для нефтепроводов, обеспеченных электрохимической защитой, - скорость коррозии защищенного нефтепровода (остаточная скорость коррозии) и разность потенциалов "труба-земля";

для нефтепроводов, на которых длительное время после пуска в эксплуатацию отсутствовала электрохимическая защита, и для нефтепроводов, на которых длительное время не поддерживался минимальный защитный потенциал в соответствии с ГОСТ 25812-83, - коррозионная активность грунта, естественный потенциал "труба-земля" в состоянии изоляционного покрытия, характеризующееся переходным сопротивлением "труба-земля", величиной адгезии покрытия и наличием сквозных дефектов в последнем;

для нефтепроводов, проложенных в зоне действия блуждающих токов, - разность потенциалов "труба-земля", плотность утечки тока с трубопровода и агрессивность грунтов.

2. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ

2.I. Перед обследованием коррозионного состояния участка нефтепровода составляют рабочую схему трассы нефтепровода в соответствии с формой I приложения I и заводят журнал для ведения записей результатов измерений (в дальнейшем - рабочий журнал).

2.2. Обследование коррозионного состояния нефтепроводов, обеспеченных ЭХЗ, проводят в следующем порядке:

сбор и анализ статистических данных об условиях эксплуатации обследуемого участка нефтепровода (характеристика нефтепровода, наличие зон действия блуждающих токов, характеристика грунтов по трассе, сведения о работе средств ЭХЗ и величине за-

щитной разности потенциалов "труба-земля" за весь срок службы нефтепровода, аварийные ситуации на нефтепроводе);

предварительное выявление коррозионно-опасных участков нефтепровода по анализу статистических данных и отметка их на рабочей схеме трассы;

проведение электрометрических измерений на трассе обследуемого участка нефтепровода;

обследование состояния изоляции нефтепровода искателем повреждения;

шурфование по месту обнаружения дефектов в покрытии для оценки общего состояния изоляции и тела трубы;

оформление акта обследования и составление рекомендаций по проведению противокоррозионных мероприятий.

3. ОБСЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ, ОБЕСПЕЧЕННЫХ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТОЙ ОТ ПОЧВЕННОЙ КОРРОЗИИ

3.I. Анализ статистических данных.

3.I.I. Анализ статистических данных по коррозионной ситуации на нефтепроводе проводят по проектной и эксплуатационной документации. Характеристика нефтепровода, значения удельного сопротивления грунта (минимальное и максимальное значение на километре), график защитной разности потенциалов "труба-земля" за последний год эксплуатации, обнаруженные сквозные прокавления заносятся в форму I приложения I.

Значения защитной разности потенциалов за все время эксплуатации нефтепровода и величина удельного сопротивления грунта, определенная в соответствии с ГОСТ 9.015-74, приводятся в виде

таблиц, принятых в УМН.

3.I.2. Анализ работы средств ЭХЗ проводят для выявления времени, в течение которого обследуемый участок нефтепровода оставался без ЭХЗ или защита была неэффективной. Его проводят по статистическим данным УМН за все время эксплуатации нефтепровода. Результаты сводят в таблицу по форме 2 приложения I.

3.I.3. По анализу статистических данных выбирают участки, опасные в коррозионном отношении, которые характеризуются:

отсутствием или "провалами" разности потенциалов "труба-земля", т.е. значениями разности потенциалов меньше минимально допустимой для конкретных условий эксплуатации по ГОСТ 25812-83, которые имели место более I месяца на нефтепроводах, проложенных в зонах действия блуждающих токов, и 6 месяцев - для остальных нефтепроводов;

сочетанием коррозионно-активных грунтов с удельным электрическим сопротивлением 20 Ом.м и ниже с "провалами" разности потенциалов "труба-земля";

авариями, происшедшими на нефтепроводе по причине подземной коррозии.

На рабочей схеме трассы эти участки выделяют линией.

3.2. Измерения на трассе нефтепровода.

3.2.I. Оценка скорости коррозии нефтепровода.

3.2.I.I. Для нефтепроводов, длительное время не имевших ЭХЗ, оценку скорости коррозии проводят по статистическим данным аварий, происшедших по причине почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами. Среднюю скорость коррозии определяют по формуле

$$K_{ср} = \frac{\delta}{T}, \text{ мм/год}, \qquad (I)$$

где $в$ – глубина коррозионного повреждения стенки трубы, мм;

$Т$ – время службы нефтепровода до обнаружения повреждения, год.

3.2.I.2. На нефтепроводе, обеспеченном ЭХЗ, остаточную скорость коррозии определяют экспериментально закладкой образцов в грунт в условия, идентичные условиям эксплуатации нефтепровода. Методика определения приведена в Р 226-76 "Руководство по выбору оптимальных критериев электрохимической защиты газонефтепроводов и промысловых сооружений" (ВНИИСТ).

Скорость коррозии оценивают по формуле:

$$K = \frac{G_o - G_к}{S \cdot T}, \; г/м^2 \cdot год, \qquad (2)$$

где G_o – начальный вес образца до закладки его в грунт в условия, идентичные условиям эксплуатации нефтепровода, г;

$G_к$ – вес образца после извлечения его из грунта, г;

T – время нахождения образца в грунте, год;

S – площадь образца, $м^2$.

3.2.I.3. За допустимую скорость коррозии магистральных нефтепроводов с учетом реальных условий эксплуатации принимают скорость коррозии, обеспечивающую продолжительность эксплуатации нефтепровода без ремонта в течение 50 лет в соответствии с РД 39-0147103-334-86 "Инструкция по отбраковке труб при капитальном ремонте".

3.2.I.4. Глубинный показатель коррозии (мм/год) при неравномерной коррозии измеряют непосредственно глубиномерами, а при равномерной коррозии получают пересчетом весового показателя по формуле

$$П = \frac{K}{\rho} \cdot 10^{-3}, \; мм/год, \qquad (3)$$

где K –скорость коррозии, $г/м^2$. год;

ρ – плотность металла, г/см^3.

3.2.2. Определение коррозионной активности грунтов.

3.2.2.I. Основным фактором, оказывающим влияние на коррозионную ситуацию нефтепровода при почвенной коррозии, является коррозионная активность грунта. Она определяется типом грунта, его структурой, составом, pH грунта, влажностью, характером проникновения воздуха в грунт, чередованием грунтов и удельным электрическим сопротивлением.

3.2.2.2. Для оценки общей характеристики грунтов используют удельное сопротивление грунта. Хотя оно не является непосредственной причиной коррозии, однако величина его зависит от вышеперечисленных факторов, действующих одновременно.

3.2.2.3. Коррозионная оценка грунта по величине удельного сопротивления грунта приведена в табл. I ГОСТ 9,015-74.

3.2.2.4. Удельное сопротивление грунта определяют при проектных изысканиях на трассе нефтепровода или при специально проведенных исследованиях на действующем нефтепроводе и его значения включают в состав проектно-технической документации. Измерение этого параметра при обследовании коррозионного состояния нефтепровода проводят либо при отсутствии этих данных для конкретного участка нефтепровода, либо для уточнения полученного ранее значения. В последнем случае удельное сопротивление грунта измеряют в точках трассы, где нефтепровод проложен в агрессивных грунтах и вследствие этого ожидается коррозионная ситуация.

3.2.2.5. Удельное сопротивление грунта на обследуемом участке нефтепровода измеряют в соответствии с приложением I, п.I ГОСТа 9.015-74 с помощью симметричной четырехэлектродной установки измерителями сопротивления М-416, МС-08 или полевым электроразведочным потенциометром типа ЭП-I. Замеры производят через каж-

дые 100 метров, а в случае значительной разнородности грунтов – через каждые 50 метров. Запись измерений производят по форме 3 приложения I настоящей Инструкции.

На рабочей схеме трассы наносят значения удельного электрического сопротивления грунта и отмечают участки, опасные в коррозионном отношении, которые характеризуются величиной удельного сопротивления 20 Ом·м и ниже.

3.2.3. Разность потенциалов "труба-земля".

3.2.3.I. Основным параметром, характеризующим защищенность нефтепровода от почвенной коррозии при катодной поляризации, является минимальная величина защитной разности потенциалов "труба-земля".

3.2.3.2. При обследовании коррозионного состояния нефтепровода величину разности потенциалов "труба-земля" учитывают за весь срок службы нефтепровода для выявления участков, где в течение какого-то времени нефтепровод оставался без электрохимической защиты или на нем не поддерживался минимальный защитный потенциал по ГОСТ 25812-83. Запись производят по форме 4 приложения I. Значения разности потенциалов за год, предшествующий обследованию, приводят в виде графиков на рабочей схеме трассы (форма I приложения I).

3.2.3.3. Поляризующий трубопровод ток не только обеспечивает сдвиг потенциала в отрицательную сторону, но и вызывает омическое падение напряжения в изоляционном покрытии и грунте. Измеренная разность потенциалов представляет собой сумму

$$U_{т-з} = U_e + \eta + U_{ом}, \qquad (4)$$

где U_e – естественный потенциал "труба-земля", В;

η – сдвиг потенциала при поляризации, В;

$U_{ом}$ – омическое падение напряжения, В.

3.2.3.4. Так как характер и скорость коррозионных процессов определяются поляризационным потенциалом, необходимо при измерении защитного потенциала исключать омическую составляющую. Измерение поляризационного потенциала в этом случае проводят по ГОСТ 9.015-74 (приложение 2) с применением высокоомного вольтметра 43312.

3.2.3.5. При плохом состоянии изоляционного покрытия - наличии больших повреждений - измерения защитного потенциала "труба-земля" проводят методом выноса электрода сравнения в соответствии с приложением 2 Инструкции .

3.3. Оценка состояния изоляционного покрытия нефтепровода.

3.3.1. Обнаружение сквозных дефектов в изоляции.

3.3.1.1. Места дефектов на нефтепроводе определяют искателями повреждений изоляционного покрытия типа ИПИ-76 (СУ "Оргэнергогаз"), АНПИ, "Пеленг-1" (СКБ ВНПО "Союзгазавтоматика"), установка для определения дефектных мест в изоляционном покрытии магистральных нефтепроводов УКИ-1 (ТУ 39-973-84, ВНИИСПТнефть) и другие. Работу с приборами производят в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

3.3.1.2. При определении места повреждения изоляции производят привязку его к физическим ориентирам, а на трассе точно по месту обнаружения дефекта вбивают колышек. При оформлении записи (форма 5 приложения 1) обязательно отмечают, на какой частоте производились замеры (с генератором или от катодных станций). Результаты обследования заносят в рабочий журнал.

3.3.2. Определение переходного сопротивления изоляции.

3.3.2.1. Величину переходного сопротивления определяют для неповрежденного покрытия в шурфах.

3.3.2.2. Измерение переходного сопротивления "труба-земля" производят по приложению 6, п.I ГОСТа 25812-83 и оценку его осуществляют по среднему значению, определенному не менее чем в трех шурфах. Запись измерений производят по форме 2 приложения 6 ГОСТа 25812-83 и заносят в рабочий журнал.

3.4. Обследование нефтепровода в шурфах.

3.4.I. Шурфованию при обследовании коррозионного состояния нефтепровода подлежат участки нефтепровода, на которых предполагается наличие коррозионной ситуации, выявленной:

при анализе статистических данных и работы средств ЭХЗ;

при проведении измерений на трассе нефтепровода и подтвержденной при обследовании состояния изоляции наличием дефектов в покрытии.

3.4.2. Количество шурфов, отрытых на каждом километре обследуемого участка нефтепровода, должно быть не больше двух.

3.4.3. При выборе места для шурфования предпочтение отдают участкам нефтепровода,

имеющим дефекты в изоляционном покрытии наибольшего размера;

на которых отсутствовала защитная разность потенциалов "труба-земля" или ее значение было ниже минимально допустимого в соответствии с п. 2.2.3.;

проложенным в наиболее агрессивных грунтах.

3.4.4. При отрыве шурфов осторожно снимают прилегающие к нефтепроводу слои земли с тем, чтобы не нарушить изоляцию и расположение на трубе продуктов коррозии.

3.4.5. Проводят визуальное обследование с описанием внешнего вида и типа повреждения покрытия.

3.4.6. Адгезию защитного покрытия определяют на неповрежденной части изоляционного покрытия по приложению 4 ГОСТа

25812-83. Запись результатов измерений проводят по форме I (для покрытий из полимерных лент) и форме 2 (для покрытий на основе битума) приложения 4 ГОСТа 25812-83.

3.4.7. После осмотра изоляционного покрытия в месте сквозного дефекта с нефтепровода снимают изоляцию для обследования тела трубы. При этом описывают характер повреждения стенки трубы, продуктов коррозии.

3.4.8. Глубину коррозионных повреждений (каверн, раковин, язв) замеряют при помощи индикатора часового типа с разгруженным механизмом типа ИЧ IOP.

3.4.9. Результаты обследования нефтепровода в шурфах заносят в сводную таблицу (форма 6 приложения I) и на ее анализе намечают мероприятия по полной защите нефтепровода от коррозии.

3.4.IO. Пример записи результатов обследования коррозионного состояния нефтепровода приведен в приложении 3 Инструкции

4. ОБСЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

4.I. Анализ статистических данных и работы средств электрозащиты производят по п.3.I.

4.2. Оценка скорости коррозии защищенного нефтепровода, проложенного в зоне действия блуждающих токов, методически не отличается от оценки ее для нефтепроводов, защищенных установками катодной защиты, - ее определяют по п.3.2.I.

4.3. Коррозионная активность грунтов в случае электрокоррозии носит второстепенное значение, дополняя информацию об опасности коррозии на данном участке нефтепровода. Она характеризуется удельным электрическим сопротивлением, величину которого определяют по п.3.2.2.

4.4. Определение разности потенциалов "труба-земля".

4.4.1. Для определения опасности электрокоррозии на нефтепроводе в соответствии с ГОСТ 9.015-74 измеряют разность потенциалов "труба-земля" с целью выявления положительных или знакопеременных зон, которые являются коррозионноопасными.

4.4.2. Разность потенциалов измеряют по методике приложения 4 ГОСТа 9.015-74. Запись измерений производят в рабочем журнале по форме 4 приложения I настоящей Инструкции.

4.4.3. Для выявления устойчивых анодных зон на нефтепроводе, имеющих место в случае отказа электродренажей, производят отключение электродренажа не более чем на 4 часа и измеряют разность потенциалов "труба-земля" на данном участке.

4.4.4. На рабочей схеме трассы (форма I приложения I) выделяют участки нефтепровода, характеризующиеся либо положительным значением средней разности потенциалов, либо величиной ее меньше минимально допустимой по ГОСТ 25812-83.

4.5. Оценку состояния изоляционного покрытия производят по п. 3.3.1.

4.6. Шурфование для обследования нефтепровода, проложенного в зоне действия блуждающих токов, производят только в местах обнаружения дефектов в изоляционном покрытии при наличии:

устойчивых анодных зон в случае отказа электродренажа;

значений положительной средней разности потенциалов "труба-земля" или ее величины меньше минимально допустимой по ГОСТ 25812-837

Количество отрытых шурфов на километре обследуемого нефтепровода должно быть не менее одного.

Обследование участка нефтепровода в шурфах проводят по п.3.4, результаты обследования заносят в рабочий журнал по форме 6 приложения I.

5. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

5.I. При проведении обследования все результаты заносят в рабочий журнал по соответствующим формам.

5.2. Электрометрические измерения, обследование состояния изоляции и обследование нефтепровода в шурфах оформляются актами в соответствии с указанными формами.

5.3. По результатам обследования разрабатывают рекомендации для проведения мероприятий по полной защите нефтепровода от коррозии, к которым относятся

сооружения дополнительных средств защиты от подземной коррозии;

повышение токов защиты нефтепровода существующими средствами;

сооружение дополнительных средств защиты с одновременной переизоляцией отдельных участков нефтепровода (частичный ремонт).

5.4. На основе всех материалов составляют общий акт обследования коррозионного состояния участка нефтепровода, к которому в качестве приложения прикладывают все документы по обследованию и копию приказа по УМН о проведении обследования.

5.5. Акт обследования утверждается главным инженером УМН, и один экземпляр его направляется в Главтранснефть.

6. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОБСЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

6.1. Обследованию коррозионного состояния подвергают все магистральные нефтепроводы, эксплуатирующиеся в системе Главтранснефти, со следующей периодичностью:

нефтепроводы, передаваемые на баланс другими организациями, – при передаче;

действующие нефтепроводы, проложенные в солончаковых грунтах и в зонах действия блуждающих токов, – через 5 лет;

остальные нефтепроводы – через 10 лет.

6.2. За точку отсчета срока проведения обследования принимают время сдачи нефтепровода после строительства или очередного капитального ремонта.

6.3. Обследование необходимо проводить в летние и весенне-осенние месяцы в зависимости от природно-климатических условий региона, где проложены нефтепроводы, бригадой не менее 6 человек с производительностью 5 км/день.

Бригада должна состоять из водителя-электромонтера, электромонтера 6 разряда для проведения электрометрических измерений, двух операторов для работы с искателем повреждения, оператора, делающего привязку обнаруженных дефектов к физическим объектам, экскаваторщика.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ, НЕОБХОДИМЫХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОБСЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

№ п/п	Наименование	Тип, марка	ГОСТ, ОСТ, ТУ, пр.	Кол-во	Завод-изготовитель
I.	Передвижная электроисследовательская лаборатория электрохимзащиты	ПЭЛЭХЗ	АЛС 2.769.000	I	Мытищинский приборостроительный завод, г.Мытищи
2.	Неполяризующийся медносульфатный электрод сравнения длительного действия с датчиком электрохимического потенциала	МЭД-АКХ	ТУ 204 РСФСР-489-73		Экспериментальный завод коммунального оборудования АКХ им.К.Д.Памфилова, г.Москва
3.	Установка для определения дефектных мест в изоляционном покрытии магистральных нефтепроводов	УКИ-I	ТУ 39-973-84	I	Рязанский опытно-электромеханический завод, г.Рязань
4.	Комбинированный прибор	Ц 4341	ГОСТ 5.II22-7I	I	З-д "Электроизмеритель, г.Житомир
5.	Адгезиметр	А-I		I	Трест "Союзгазспецстрой", г.Москва
6.	Индикатор часового типа с разгруженным механизмом	ИЧ IOР	ТУ 2-034-667-77	I	
7.	Устройство по оценке защищенности трубопроводов от коррозии	433I2		2	З-д "Электроизмеритель", г.Житомир
8.	Поваренная соль		технич.	IO кг	
9.	Медный купорос	ч	ГОСТ 4I65-78	3 кг	Михайловский завод химреактивов, Алтайский край

8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛЕДОВАНИИ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

8.1. Обследование коррозионного состояния магистральных нефтепроводов проводят под руководством ответственного работника, прошедшего проверку знаний производства работ и допущенного к руководству этими работами.

8.2. К проведению электрометрических измерений на трассе нефтепровода допускаются лица, не моложе 18 лет, обученные и успешно прошедшие проверку знаний согласно "Положению о порядке обучения рабочих и инженерно-технических работников безопасным методам работы на предприятиях и организациях Министерства нефтяной промышленности".

8.3. При проведении обследования учитывают следующие документы:

инструкции по эксплуатации приборов и искателей повреждения изоляционного покрытия;

"Правила устройства электроустановок". М. - Л., Энергия, 1974;

СНиП Ш-4-80 "Техника безопасности в строительстве". М., Стройиздат, 1980;

"Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей". М., Атомиздат, 1971 .

8.4. При открытии шурфов земляные работы проводятся в соответствии с п.4 "Земляные работы" РД 39-30-297-79 "Магистральные нефтепроводы. Правила капитального ремонта подземных трубопроводов" (ВНИИСПТнефть).

8.5. Обследование нефтепровода в шурфах должно проводиться бригадой не менее трех человек, спуск и подъем людей производить по лестнице.

8.6. Персонал, занятый электрометрическими измерениями, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. Бригада, занимающаяся обследованием коррозионного состояния нефтепровода, должна быть обеспечена аптечкой с медикаментами и перевязочным материалом.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Ф О Р М Ы

ДЛЯ ЗАНЕСЕНИЯ ДАННЫХ ПРИ КОРРОЗИОННОМ ОБСЛЕДОВАНИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

Форма I

Рабочая схема трассы обследуемого участка нефтепровода

Места нахождения средств ЭХЗ, тип и год установки	
Параметры средств ЭХЗ	

График разности потенциалов „труба-земля" за год предшествующий обследованию нефтепровода

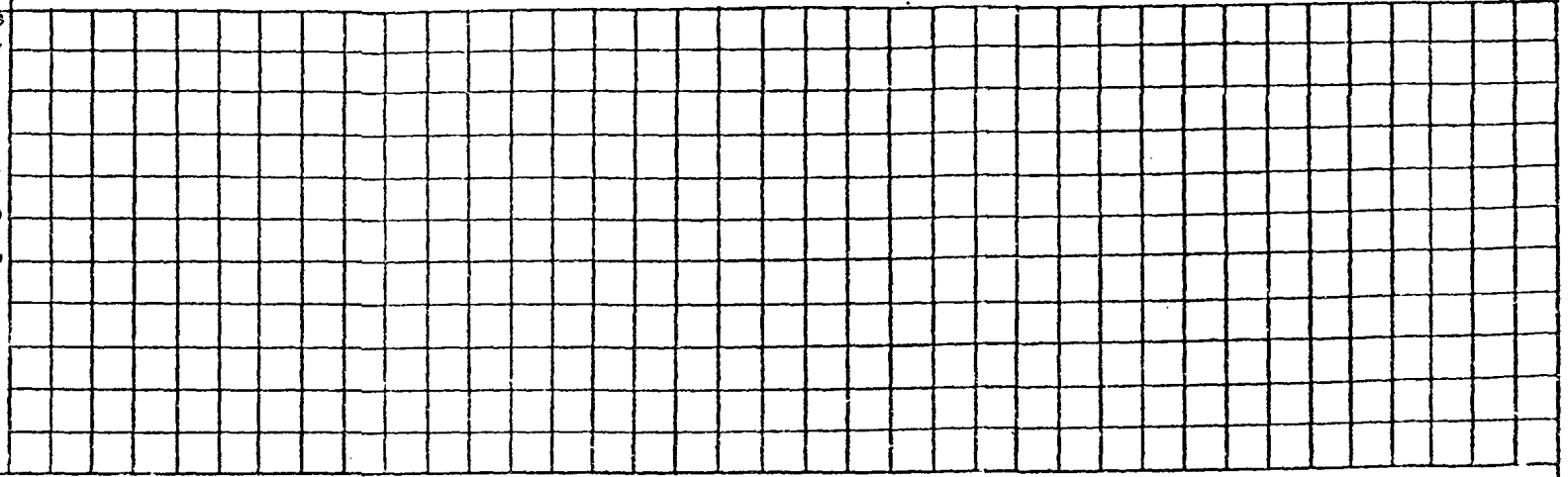


Схема трассы нефтепровода	Нефтепровод _____ (название нефтепровода)	
Протяженность обследуемого участка нефтепровода ____ км	Километрож по трассе (1см=1км)	
	Год проведения кап. ремонта	
	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	
	Удел. электр. сопротивления грунта, Ом·м (миним. и макс. значение на км)	
	Тип изоляции	
	Год обнаружения сквозных проржавлений на нефтепроводе	
	Наличие дефектов в изоляции больших размеров (по условным единицам)	
	Наличие коррозионных повреждений трубы (по результатам шурфования)	
	Коррозионно-опасные участки нефтепровода	

По укладки нефтепровода 19 __

ФОРМА 2

А Н А Л И З

работы средств ЭХЗ на участке нефтепровода _____
Название нефтепровода

протяженностью ___ км, начало ___ км, конец ___ км

Км по трассе	Суммарное время отсутствия минимального защитного потенциала, годы	Простой средств ЭХЗ		Примечание
		№№ СКЗ (СДЗ) с привязкой по трассе	Суммарное время простоя за все годы, сут.	
I	2	3	4	5

Подписи лиц, проводивших анализ:

Фамилия, и.о. Должность Подпись

ФОРМА 3

Организация, проводящая измерения

А К Т

измерения удельного сопротивления грунта на участке нефтепровода _____
название нефтепровода

протяженностью _____ км (начало ____км, конец ____км)

Дата проведения	Привязка места измерений по трассе	Величина удельного сопротивления, Ом·м	Примечание
I	2	3	4

Подписи лиц, проводивших измерения:

Фамилия, и.о. Должность Подпись

ФОРМА 4

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы

замеров разности потенциалов "труба-земля"
на участке нефтепровода _____

_____ название нефтепровода _____

протяженностью ___ км (начало ___ км, конец ___ км)
за годы I9___ + I9___

Км по трассе	№№ СИЗ или СДЗ	Разность потенциалов "труба-земля" за годы					Примечание
		I9	I9	I9	I9	...	
I	2	3	4	5	6	7	8

Начальник службы ЭХЗ _____ подпись

ФОРМА 5

организация, проводившая обследование

А К Т

обследования состояния изоляции участка нефтепровода

Название нефтепровода

протяженностью _____ км (начало _____км, конец _____км)

Тип изоляции _____, год нанесения изоляции - 19...

Дата проведения обследования	Привязка дефекта по трассе нефтепровода	Глубина залегания нефтепровода, м	Величина сигнала рабочего фона	Значение градиента потенциалов		Примечание
				при продольном расположении электродов	при поперечном расположении электродов	
1	2	3	4	5	6	7

Подписи лиц, проводивших обследование:

Фамилия, и.о. Должность Подпись

ФОРМА 6

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА

обследования состояния участка нефтепровода в курфах

Нефтепровод — названия нефтепровода — , протяженностью ___ км (начало ___ км, конец ___ км),

год укладки трубопровода – 19...

Дата обследования участка нефтепровода, число, месяц, год	Привязка курфа по трассе нефтепровода	№№ курфов	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Глубина залегания трубопровода, м	Тип изоляции	Тип обертки	Состояние изоляционного покрытия						Коррозионное состояние тела трубы					Электрометрические величины			Примечание
							Толщина изоляции	Состояние поверхности изоляции	Причина повреждения изоляции	Площадь дефекта в изоляции, $см^2$	Адгезия покрытия, Н/см	Переходное сопротивление "трубы-земля" $Ом \cdot м^2$	Место расположения дефекта	Характер продуктов коррозии	Характер повреждения	Общая площадь повреждения, $м^2$	Глубина коррозионных повреждений, мм	Удельное сопротивление грунта в курфе, Ом.м	Величина естественного потенциала, В	Защитный потенциал "трубы-земля", В	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ИЗМЕРЕНИЕ РАЗНОСТИ ПОТЕНЦИАЛОВ "ТРУБА–ЗЕМЛЯ" МЕТОДОМ ВЫНОСА ЭЛЕКТРОДА

1. Методом выноса электрода определяют разность потенциалов при плохом состоянии изоляции в случае, когда непосредственное подключение к трубопроводу невозможно.

2. При измерениях применяют катушку с проводом длиной не менее 0,5 км. При производстве измерений катушку подключают к трубопроводу, а конец ее – к минусовой клемме вольтметра 433I2, плюсовую клемму которого соединяют с МСЭ проводником.

3. МСЭ передвигают вдоль трубопровода, располагая его над осью трубы, с шагом измерения 50 м.

4. Измерения от первого контрольно-измерительного пункта (КИПа) проводят до середины расстояния между КИП, после чего проводят подключение к следующему КИПу и начинают измерения с точки, где закончили измерения от первого КИПа.

5. При проведении измерений методом выноса электрода сравнения необходимо учитывать падение напряжения на продольном сопротивлении трубопровода, которое включается в измеренную величину и представляет собой систематическую погрешность.

6. Измеренную разность потенциалов методом выноса электрода сравнения определяют по формуле

$$U_{т-з\,изм} = U_{т-з} \pm \Delta U, \qquad (I)$$

где $U_{т-з\,изм}$ – разность потенциалов, измеренная методом выноса электрода сравнения, В;

$U_{т-з}$ – действительная разность потенциалов, В;

ΔU – падение напряжения на обследуемом участке, В.

В выражении (I) знак плюс принимают в случае, когда направле-

ние тока в трубопроводе на данном участке совпадает с направлением движения электрода сравнения от КИП.

Если направление тока в трубопроводе не совпадает с движением электрода сравнения от КИП, то величина падения напряжения отрицательна.

7. Если продольное сопротивление трубопровода и сила тока на данном участке трубопровода не изменяются, то величину ΔU определяют из выражения

$$\Delta U = I \cdot R_т \cdot \ell , \qquad (2)$$

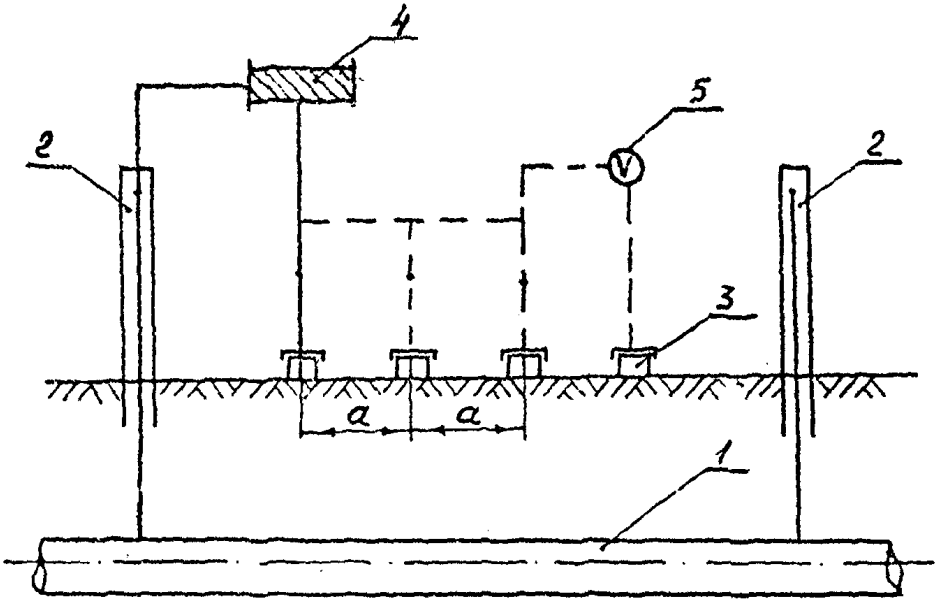
где I – сила тока в трубопроводе, А;

$R_т$ – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м;

ℓ – расстояние от КИП до места установки электрода сравнения, м.

8. Схема измерения потенциала методом выноса электрода сравнения приведена на рис. I.

Схема измерения разности потенциалов
"труба-земля" методом выноса электрода



I - трубопровод; 2 - КИП; 3 - МСЭ; 4 - катушка; 5 - вольтметр.

Рис. I.

Приложение 3

П Р И М Е Р

заполнения формы I приложения I при проведении обследования коррозионного состояния магистрального нефтепровода (заполнение остальных форм ввиду их несложности – не приводится)

Задание: провести обследование коррозионного состояния участка магистрального нефтепровода (название нефтепровода).

Характеристика нефтепровода (заносится в форму I): название нефтепровода, протяженность обследуемого участка 50 км (начало 70 км, окончание 120 км); диаметр и толщина стенки трубы – 529х9,0 мм; год пуска трубопровода в эксплуатацию – 1972, год проведения последнего капитального ремонта – 1985 г. (участок 85÷93 км); тип изоляции – поливинилхлоридная пленка (ПВХ) в 2 слоя; год нанесения изоляции – 1972, на участке 85÷93 км – 1985; сквозные проравления были обнаружены в 1983 (88 км) и 1984 г.г. (91 км); капитальный ремонт с частичной заменой труб на участке 85÷93 км был проведен в 1985 г.; участок нефтепровода с 77,5 по 106 км проложен в зоне действия блуждающих токов. электрифицированная железная дорога идет на этом участке параллельно нефтепроводу, пересекая его на 89,5 км.

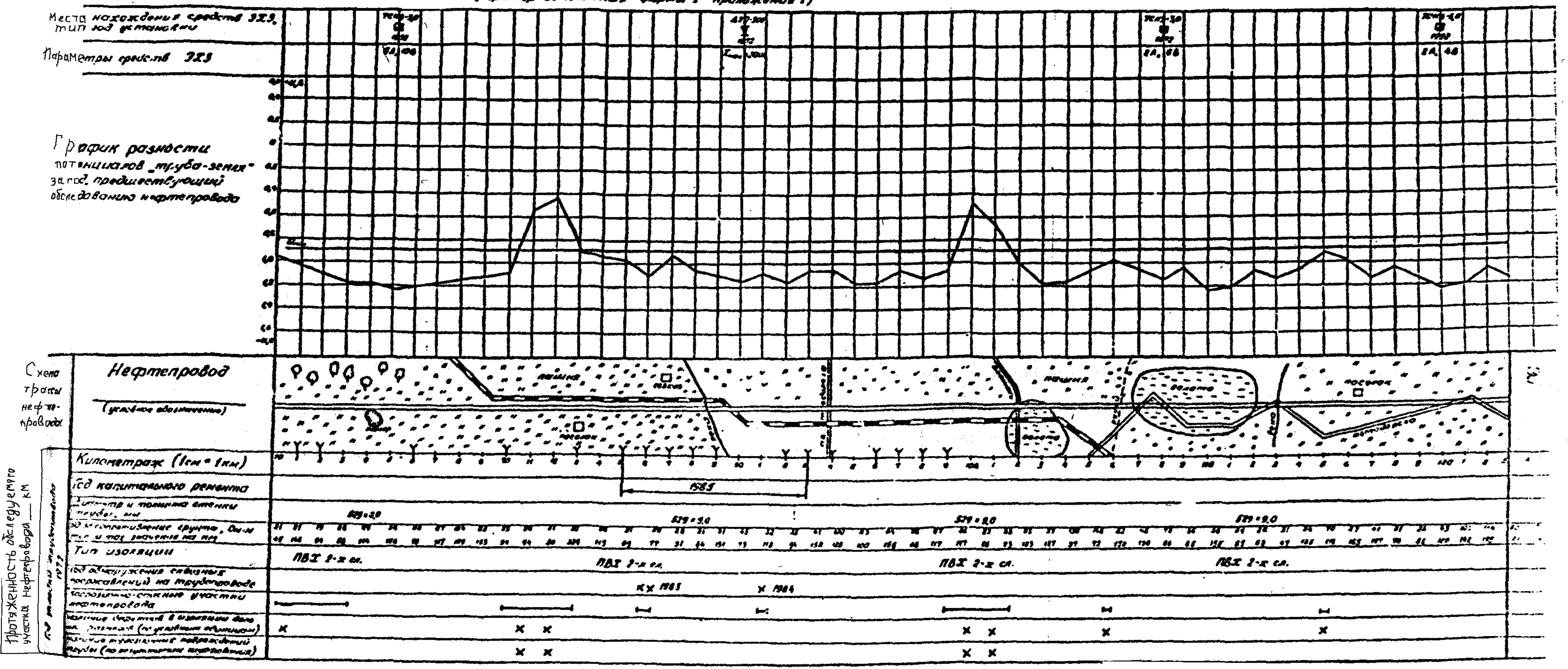
По этим данным на рабочей схеме трассы отмечаем линией участки, где были обнаружены сквозные проравления (88 и 91 км).(см.табл.)

Величина удельного сопротивления грунта (минимальное и максимальное значение на км) взята из проектных данных. На 70÷72, 81÷82 и 99÷101 км (участки с низким удельным сопротивлением) были проведены замеры с целью уточнения проектных данных. Эти участки выделяем линией на рабочей схеме.

Рабочая схема трассы обследуемого участка нефтепровода ______________

(пример заполнения формы 1 приложения 1)

Таблица



Участок нефтепровода обеспечен электрохимзащитой: две станции катодной защиты ТСКЗ-3,0 и установка дренажной защиты ДЭП-300. Анализ работы средств ЭХЗ показал, что в 1983 и 1984 г.г. имели место простои электродренажа, чем, очевидно, объясняются сквозные коррозионные проржавления на нефтепроводе (86 и 91 км). График величины разности потенциалов "труба-земля" показал недозащиту на участках 86÷83 и 99÷101 км и наличие опасности электрокоррозии (величина разности потенциалов на этих участках меньше минимально допустимого значения, равного 0,85 В). Эти участки выделяем линией на рабочей схеме.

При обследовании состояния изоляционного покрытия было выявлено, что общее состояние изоляции удовлетворительное (переходное сопротивление изоляции не ниже 10^4 Ом·м^2), однако, в покрытии имеются дефекты различных размеров в среднем 3 дефекта на километр. Дефекты наибольшего размера (в условных единицах) обнаружены на следующих участках:

Условное обозначение участка	Привязка дефекта по трассе нефтепровода	Рабочий фон в усл. единицах	Величина продольного градиента потенциалов (в усл.единицах)
I	7I км, КИК+53 м	27/30	I5/I0^5
II	8I км, КИК+3 опора-I5 м	24/30	27/I0^5
III	82 км, КИК-5 м	24/30	37/I0^5
IУ	I00 км, КИК+20 м	28/30	23/I0^5
У	I0I км, КИК+3 опора+I7 м	I9/30	I8/I0^4
УI	I06 км, КИК+5 опора+3 м	23/30	5?/I0^4
УII	II5 км, КИК-I опора+I2 м	27/30	37/I0^5

Эти участки выделяем линией на рабочей схеме.

Для шурфования выбираем участки с наибольшим размером дефектов в изоляции, которые также характеризуются низким удельным сопротивлением грунта (участки I,П,Ш,IУ,У,УП) и значением разности потенциалов "труба-земля" меньше минимально допустимого (участки П,Ш,IУ,У).

Шурфование подтвердило наличие дефектов в изоляционном покрытии, явившихся результатом брака изоляционно-укладочных работ: участки I,IУ,УI – недохлест при изоляции; участки П,Ш – плохо заизолированы повороты нефтепровода, участки У,УI – сдиры при протаскивании по слегам.

Коррозионные повреждения стенки трубы обнаружены на участках ПШ,IУ,У. Коррозия носила язвенный характер с глубиной каверн до П,5 мм.

Реальная скорость коррозии на обследуемом участке, принятая по ее максимальному значению, равна

$$K = \frac{I,5 \text{ мм}}{I5 \text{ лет}} = 0,I \text{ мм/год}.$$

Допустимая скорость коррозии в данном случае при предельной толщине стенки 5 мм (РД 39-0I47I03-33I-86)

$$K_д = \frac{(9-5) \text{ мм}}{50 \text{ лет}} = 0,08 \text{ мм/год},$$

т.е. $K > K_д$.

По результатам анализа были намечены следующие мероприятия по улучшению противокоррозионной защиты обследуемого участка нефтепровода:

I. Сооружение дополнительного электродренажа для повышения эффективности электрозащиты на участке 76–I06 км.

2. Ликвидация дефектов в изоляционном покрытии на I,П,У,УI и УП участках.

3. Ликвидация очагов коррозии шлифовкой в соответствии с РД 39-0147103-334-86 "Инструкция по отбраковке труб при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов" с последующей изоляцией дефектов покрытия.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	4
2. Порядок проведения обследования	4
3. Обследование коррозионного состояния нефтепроводов, обеспеченных электрохимической защитой от почвенной коррозии	5
4. Обследование коррозионного состояния нефтепроводов, проложенных в зонах действия блуждающих токов	I2
5. Оформление результатов обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов	I4
6. Периодичность обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов	I5
7. Перечень оборудования и материалов, необходимых при проведении обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов	I6
8. Техника безопасности при обследовании коррозионного состояния нефтепроводов	I7
ПРИЛОЖЕНИЕ I. Формы для занесения данных при коррозионном обследовании нефтепроводов	I9
I. Форма I. Рабочая схема трассы обследуемого участка нефтепровода	20
2. Форма 2. Анализ работы средств ЭХЗ (ЭЗ)	2I
3. Форма 3. Акт измерения удельного сопротивления грунта	22
4. Форма 4. Результаты замеров разности потенциалов "труба-земля"	23
5. Форма 5. Акт обследования состояния изоляции	24
6. Форма 6. Сводная таблица обследования состояния участка нефтепровода в шурфах	25

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Измерение разности потенциалов "труба-земля" методом выноса электрода 26

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Пример заполнения формы I приложения I при проведении обследования коррозионного состояния магистрального нефтепровода 29

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 39-0147103-372-86

ВНИИСПТнефть

450055, Уфа, просп.Октября, 144/3

Подписано в печать 9.03.87г. П00151

Формат 60х90/16. Уч.-изд.л. 1,7. Тираж 240 экз.

Заказ 43

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru