МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИКА
ОБСЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ НА БОЛОТАХ

РД 39-30-495-80

gost.e-ecolog.ru

1981

Министерство нефтяной промышленности
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ,
ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
"ВНИИСПТнефть"

УТВЕРЖДЕНА
первым заместителем министра
нефтяной промышленности
В.И.Кремневым
31 декабря 1980 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А
ОБСЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ НА БОЛОТАХ

РД 39-30-495-80

Уфа - 1981

"Методика обследования технического состояния участков магистральных нефтепроводов, проложенных на болотах" содержит определение технического состояния нефтепровода, рассматривает методы и средства, которые необходимо использовать при обследовании, устанавливает последовательность выполнения обследования.

Настоящая "Методика..." разработана авторским коллективом в составе: Батталова А.З., Гумерова А.Г., Гнидина В.С., Захарова И.Я. Овчинникова И.С.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика обследования технического состояния участков магистральных нефтепроводов, проложенных на болотах

РД 39-30-495-80

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 23 января 1981 г. № 61

Срок введения с 10.02.81
Срок действия до 10.02.86

Настоящая методика распространяется на магистральные нефтепроводы и устанавливает методы обследования технического состояния участков магистральных нефтепроводов, проложенных на болотах.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Под техническим состоянием линейной части магистрального нефтепровода (МН) понимается совокупность подверженных изменению в процессе эксплуатации свойств, характеризуемая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на МН. Признаками технического состояния МН являются переходное сопротивление изоляционного покрытия, интенсивность и размеры коррозионных дефектов, характеристики планово-высотного положения, устойчивость и др.

I.2. Обследование технического состояния участков магистральных нефтепроводов, проложенных на болотах (УМНБ), включает:

определение планово-высотного положения нефтепровода;

определение коррозионно-опасных зон методом электрических из-

мерений разности потенциалов "труба-грунт" и градиента потенциала;

определение состояния изоляции нефтепровода методом электрических измерений защитной плотности тока и методом катодной поляризации;

определение состояния поверхности трубы на участке нефтепровода шурфованием.

I.3. Обследование выполняется согласно плану-графику ТОР и разработанных мероприятий, учитывающих очередность и условия работы по обследованию конкретных УМНБ.

I.4. Обследование выполняется группой специалистов УМН, РНУ, БПО с участием работников СУПЛАВ, АВП, ЭХЗ. Состав рабочих групп определяется приказом УМН или РНУ. Для выполнения обследований группы оснащаются техническими средствами (приложение I).

I.5. Время проведения обследований выбирается в зависимости от проходимости болот существующих средств передвижения и специальных устройств:

на участках нефтепровода, проходящего по болотам I и II типов, обследование технического состояния можно производить как в летнее время, так и в зимнее время года в зависимости от технической оснащенности (болотная техника, плиты СРДП и т.д.);

на участках нефтепровода, проходящего по незамерзающим болотам и по болотам III типа, обследование технического состояния производится преимущественно в зимнее время года.

I.6. Обследование проводится не реже одного раза в два года /2/. При неудовлетворительном состоянии параметров технического состояния УМНБ (изоляционного покрытия и тела трубы) требуется производить обследование ежегодно, т.е. ежегодный контроль.

I.7. Обследование технического состояния УМНБ состоит из подготовительных, измерительных работ и обработки материалов обследования.

I.8. По результатам обследования и обработки составляется акт о техническом состоянии обследованных участков (Приложение 2).

2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

2.I. Подготовительные работы включают сбор, ознакомление и обработку проектных, исполнительных, эксплуатационных документов: характеристику УМНБ, составленную по форме (Приложение 3)

материалы предыдущих обследований;

сведения об имевших место ранее отказах нефтепровода на болотах;

сведения по выполнению капитального ремонта нефтепровода на болотах;

сведения по мелиративным работам на болотах, где проложен нефтепровод.

2.2. В базовых условиях перед выходом на трассу выполняются следующие работы:

подготовка и комплектация приборов, средств и оборудования для проведения обследования;

подготовка документации для записи результатов измерения;

проверка технической оснащенности группы.

3. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

3.I. Измерительные работы проводятся с целью получения достоверной информации о параметрах технического состояния УМНБ и включают:

определение планового положения и глубины залегания нефтепровода на участке болота и на береговых участках болота в обе сто-

роны на расстоянии 40 м с закреплением на местности пикетажных столбов, углов поворота, оси нефтепровода, реперов;

уточнение протяженности перехода;

определение глубины болотных вод;

определение глубины промерзания болот в зимнее время года;

определение коррозионно-опасных зон УМНБ;

определение состояния изоляции нефтепровода;

определение состояния поверхности тела трубы на УМНБ.

3.2. Определение планово-высотного положения и состояния изоляции УМНБ является одним из основных мероприятий по качеству при обследовании их в период эксплуатации.

3.3. При обследовании технического состояния УМНБ следует применять низкочастотный электромагнитный метод. При использовании электромагнитного метода применяют трассоискатели типа ТПК-I, ВТР-IУ М и искатели повреждений типа ИП-74 (ИПИ-76), ИПВК-I. Трассоискатель ТПК-I предназначен для поиска трасс подземных металлических трубопроводов с диапазоном измерения глубины залегания С + IO М .

3.3.I. Перед началом работы с прибором ТПК-I и другими приборами необходимо ознакомиться с их техническим описанием, инструкцией по эксплуатации, а также с правилами техники безопасности.

3.3.2. Расстояние между точками замеров зависит от точности построения продольного профиля и может колебаться в пределах IO + 20 диаметров нефтепровода. Замеры производятся в одной точке не менее 2-х раз.

3.3.3. Разбивка и закрепление на местности контрольных точек для наблюдений за подвижкой нефтепровода производится геодезическим методом в соответствии /3/.

3.4. Для выявления коррозионных зон на УМНБ применяют следующие методы: измерение разности потенциалов "труба-грунт"; измере-

кие градиента потенциала (в случае отсутствия электрохимической защиты).

3.4.I. Перед измерением разности потенциалов "труба-грунт" следует произвести проверку исправности электрического вывода от нефтепровода в контрольно-измерительном пункте (КИП).

Исправность электрического вывода в КИПе можно определить по схеме, приведенной на рис. I. При этом, если измеренное сопротивление меньше I0 Ом , то вывод КИПа исправен, если больше I0 Ом , то вывод не исправен. Эти данные приведены для нефтепровода с битумной изоляцией. Для нефтепроводов с другими видами изоляции это значение должно определяться опытным путем.

3.4.2. Измерение разности потенциалов "труба-грунт" производится контактным методом с применением миллиампервольтметра типа М23I. В качестве электрода сравнения используют неполяризующийся медно-сульфатный электрод (МСЭ), который должен устанавливаться около нефтепровода. МСЭ может располагаться над нефтепроводом в болотной воде, что не влияет на качество измерения. Обычный шаг измерений принят 20 м с использованием метода выносного электрода.

При этом применяется катушка с проводом до 500 м. При производстве измерений начало катушки подключается к нефтепроводу при помощи КИП, а конец ее - к минусовой клемме М23I, плюсовая клемма которого соединяется проводником с МСЭ. Измерение разности потенциалов "труба-грунт" производится по схеме, приведенной на рис. 2.

Полученные результаты измерений записывают в журнал. При заполнении журнала обязательно отмечают положение переключателя пределов измерений прибора, а также знаки измеренных величин.

3.4.3. Метод градиента потенциала применяют для определения коррозионно-опасных зон на нефтепроводе, не имеющих электрохимической защиты, когда электрическое поле на поверхности грунта соз-

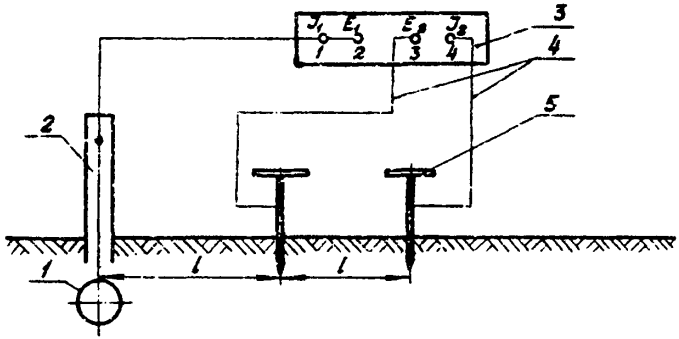

Рис.I. Схема проверки состояния КИП :
I - трубопровод; 2 - КИП; 3 - прибор измерительный типа МС-08 или М-416; 4 - проводники соединительные; 5 - электроды металлические

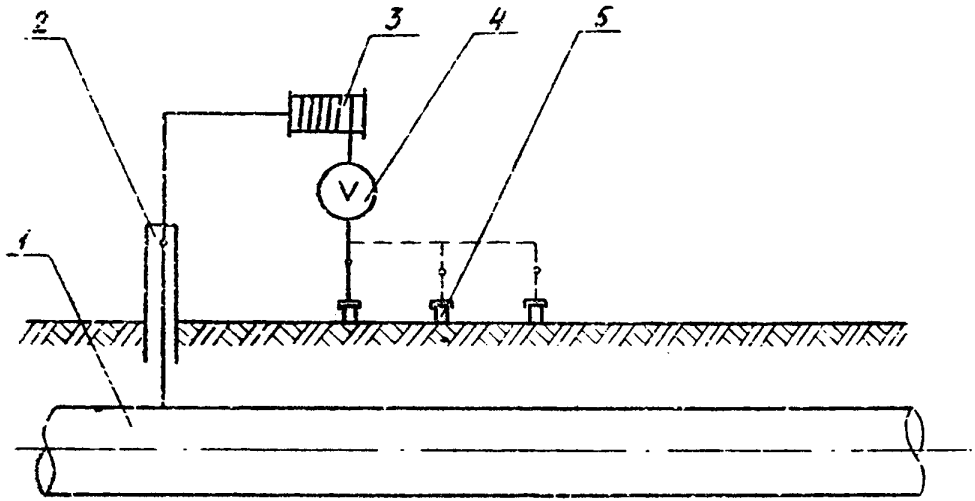

Рис. 2. Схема измерения разности потенциалов "труба-грунт" методом выносного электрода:
1 - трубопровод; 2 - КИП; 3 - катушка с проводом; 4 - вольтметр; 5 - НСЭ.

дается коррозионными микроэлементами нефтепровода, имеющего непосредственный контакт с торфяником.

Градиент потенциала измеряют двумя МСЭ методом продольного градиента потенциала. Оба неполяризующихся МСЭ, которые нужно тщательно подобрать по идентичности значения собственного потенциала, устанавливают над нефтепроводом и переставляют по трассе шагом 25м. Электроды помещают вдоль нефтепровода вблизи его оси, на расстоянии 2-10 м друг от друга. Измерения производятся на милливольтовом пределе прибора 45; 75 мВ. За нуль принимают потенциал электрода первого измерения. Потенциал отдельных точек определяют суммированием измеренных величин. При этом выбирают знак электрода, установленного впереди по ходу измерений.

3.5. Состояние изоляционного покрытия определяют по одному из следующих параметров:

величине защитной плотности тока УМНБ;

величине переходного сопротивления "труба-грунт".

3.5.1. Защитная плотность тока - один из основных параметров, характеризующих состояние изоляции нефтепровода. Она определяется по схеме, приведенной на рис. 3.

Расчетная плотность тока определяется по формуле

$$j = \frac{Y_{уч}}{\pi D l} \; (мА/м^2),$$

где

$$Y_{уч} = \frac{\Delta U}{R_T} \; (мА);$$

$\Delta U = \Delta U_1 - \Delta U_2$ - разность измеренных значений падений напряжений (мВ) на участках нефтепровода длиной l (протяженность болота), м;

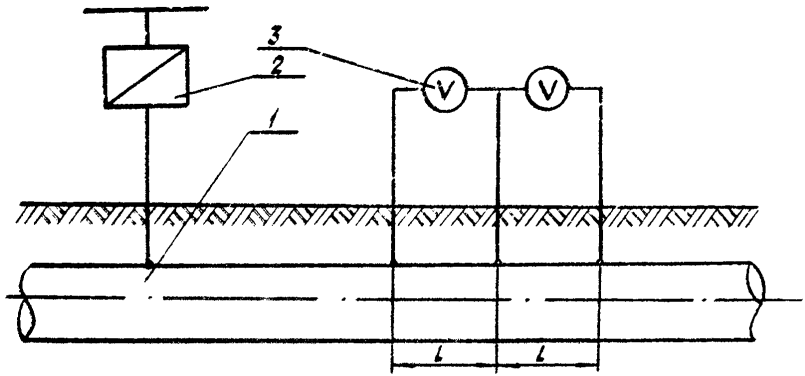

Рис. 3. Схема определения плотности тока на отдельном участке плеча защитной зоны УКЗ или ОУКЗ:

1 - Трубопровод

2 - Установка катодной защиты УКЗ или ОУКЗ

3 - Измерительные приборы

R_r – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м, которое приводится в приложении 4;

D – диаметр нефтепровода, м.

Измерение падений напряжений рекомендуется проводить миллиампервольтметром типа М231.

3.5.2. При определении переходного сопротивления нефтепровода на границе "труба-грунт" используют метод катодной поляризации /4/.

Расчетное переходное сопротивление определяется по формуле

$$R_{пер} = \frac{R_r \cdot l^2 \cdot \pi \cdot D}{\ln^2 \frac{U_1}{U_2}} \quad (ом \cdot м^2),$$

где R_r – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м, которое приводится в приложении 4;

l – расстояние между соседними точками измерения, в нашем случае расстоянием является протяженность отдельного перехода через болото, м;

D – диаметр нефтепровода, м;

U_1 U_2 – смещение разности потенциалов "труба-грунт" и определяют по формуле $U_{1,2} = U_{тгU_{1,2}} - U_{тгl_{1,2}}$;

где $U_{тгU_{1,2}}$ – измеренная разность потенциалов "труба-грунт" (после включения катодной поляризации) в начале и в конце участка (болота);

$U_{тгl_{1,2}}$ – естественная разность потенциалов "труба-грунт" (до включения катодной поляризации) в начале и в конце участка (болота).

Результаты измерения и расчета заносятся в форму (приложение 5).

Из двух предложенных методов по оценке состояния изоляционного покрытия наиболее приемлемым в условиях болот является защитная плотность тока, т.к. он менее трудоемок.

3.6. В случае действия блуждающих токов измерения целесообразно проводить самопишущими приборами типа Н-39. При их отсутствии измерения необходимо проводить милливольтметрами со стрелочным отсчетом, отмечая показания милливольтметра через равные промежутки времени I0 ÷ 20 с , а при частом движении поездов (не менее шести в час) - через каждые 3-I0 с . Время измерения в одной точке должно быть не менее 5 минут.

3.7. Если в результате контроля изоляционного покрытия установлено его неудовлетворительное состояние, то необходимо найти место дефектов и повреждений в изоляции.

3.8. Поиск дефектов в изоляционном покрытии ведут искателями повреждений ИП-74, ИПИ-76.

Обнаружение сквозных дефектов в изоляционном покрытии подземно-проложенного нефтепровода производится по сигналу от генератора прибора ТПК-I или от установки катодной защиты при соответствующем положении тумблера приемника ИПИ-76 (I000 или I00 гц). Подключение генератора осуществляется как и при определении оси нефтепровода.

3.8.I. В случае отсутствия прибора ИПИ-76 можно использовать прибор типа ИП-74. Схема, поясняющая принцип работы прибора ИП-74, приводится на рис. 4.

3.8.2. При обнаружении повреждения в изоляционном покрытии прибором ИПИ-76 или ИП-74 с целью определения размеров его в изоляционном покрытии и состояния поверхности тела трубы необходимо выполнить шурфовку.

3.9. Шурфовка выполняется преимущественно в то время, когда грунтовые и болотные воды находятся на возможно низком уровне от поверхности.

3.9.I. На болотах I и II типов глубиной до 0,8 м разработка шурфа ведется обычным способом с последующей откачкой болотной воды, с применением болотного экскаватора типа К-408на гусеничном

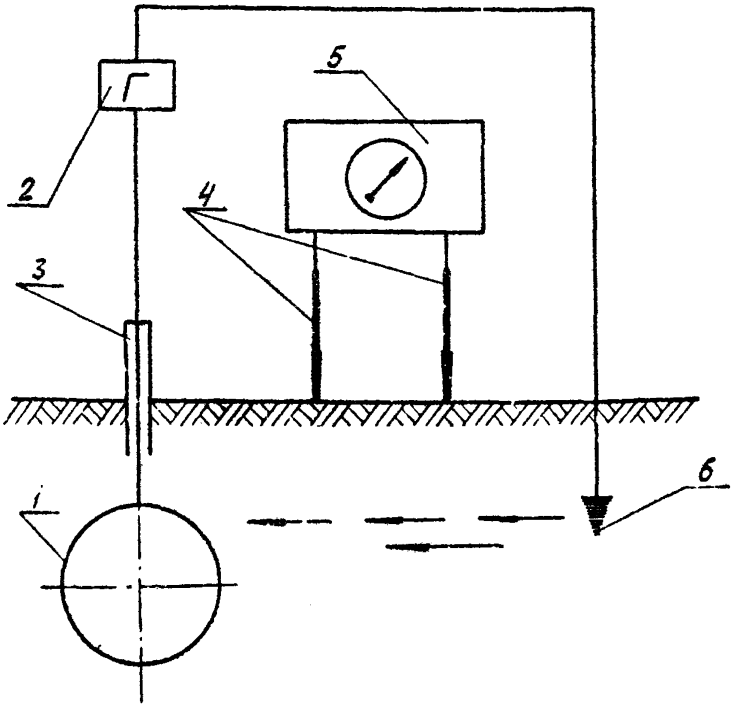

Рис. 4. Схема, поясняющая принцип работы приборов ИПИ-76 /ИГ-74/:
I – изолированный трубопровод; 2 – генератор сигналов низкой частоты; 3 – КИП; 4 – контактные штыри; 5 – приемная часть ИПИ; 6 – заземление генератора.

ходу или экскаватора типа Э-304В.

3.9.2. На болотах I и II типов глубиной от 0,8 м до 2,0 м шурфовка выполняется экскаватором типа К-408с предварительным ограждением шурфа. Передвижение экскаватора осуществляется по лежневой дороге или по плитам СРДП. Ограждение производится деревянными шпунтами или гофрированными листами (200 х 250 х 0,2 см). Вдавливание шпунтов в торф производится ковшом экскаватора. После монтажа ограждения грунт выбирается экскаватором. Откачка болотной воды из шурфа осуществляется насосом НЦС-I и НЦС-2.

3.9.3. На болотах II типа глубиной свыше 2 м (травяно-кустарниково-тростниковые, травяные и травяно-моховые переходные пушицево-сфагновые микроландшафты) и на болотах III типа разработку шурфа целесообразно выполнять специальной техникой или обычной техникой с плавучих средств. Для осмотра технического состояния УМНБ используют труд водолаза или специальное устройство ("сухой док").

3.9.4. При обнаруженном дефекте в изоляционном покрытии следует выполнить ремонт изоляции (нанесением в два слоя стеклохолста с использованием клея "Спрут-5м"). После завершения ремонта шурф засыпается.

3.9.5. Результаты осмотра нефтепровода в шурфах заносят в акт технического обследования УМНБ (см.приложение 2).

4. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ

4.I. Результаты обследований оформляют актом технического обследования и профилем заглублений нефтепровода через болото. На профиле наносятся отметки положения нефтепровода при сооружении.

4.2. Выявление коррозионных зон на участках нефтепровода осуществляют путем обработки результатов измерений и построения гра-

фиков продольного градиента потенциала или распределения разности потенциалов "нефтепровод-грунт".

4.2.I. Участки, на которых наблюдается значение градиента потенциала ± 75 мВ в почвах с пониженным удельным сопротивлением, а также участки, характеризующиеся частым чередованием полярности, считаются коррозионно-опасными и подлежат осмотру в шурфах (см. п. 3.9.).

4.2.2. При наличии блуждающих токов разность потенциалов "нефтепровод-грунт" измеряют с целью выявления на нефтепроводе анодных и катодных зон, вызванных блуждающими токами. Обработка результатов измерений разности потенциалов "нефтепровод-грунт" в этом случае, заключается в определении средних положительных и отрицательных значений за время измерения. Подсчет средних величин смещений разности потенциалов, выполненных с МСЭ, производится:

для всех мгновенных значений измеренных величин положительного и отрицательного знака, меньших по абсолютной величине, чем 0,55 В, по формуле

$$U_{ср}(+) = \frac{\sum_{i=1}^{n}(+U_i') + 0{,}55\,\kappa}{n};$$

для всех мгновенных значений измеренных величин отрицательного знака, превышающих по абсолютной величине 0,55 В, по формуле

$$U_{ср}(-) = \frac{\sum_{i=1}^{n}(-U_i'') + 0{,}55\,m}{n},$$

где $U_{ср}(+)$; $U_{ср}(-)$ – среднее положительное значение смещения разности потенциалов "нефтепровод-грунт", В;

$\pm U_i'$ – все мгновенные значения измеренного потенциала положительного или отрицательного знака меньше по абсолютной величине 0,55 В;

κ – суммарное число отсчетов положительного и отрицательного знака, меньших по абсолютной величине 0,55 В, включая и нулевые;

$(-U_i'')$ – мгновенные значения измеренного потенциала отрицательного знака, превышающие по абсолютной величине 0,55 В;

m – число отсчетов отрицательного знака, превышающих по абсолютной величине 0,55 В;

n – общее количество отсчетов, для построения графика изменения разности потенциалов "нефтепровод – грунт" по МСЭ полученные средние значения смещения вводят в формулу

$$U_{\varphi н-г} = U_{\varphi} \pm (-0{,}55),\ В$$

По средним значениям измеренных величин строится диаграмма в координатах U_{φ} и l с нанесением точек всех значений и соединением их прямыми линиями.

4.3. Состояние изоляционного покрытия оценивают по следующим параметрам:

величине фактической защитной плотности тока на отдельном участке плеча защитной зоны электрохимзащиты в соответствии с таблицей I.

Таблица I

Характеристика состояния изоляционного покрытия по плотности защитного тока

Плотность защитного тока, $МА/М^2$	0,053	0,054 ÷ 0,II	0,I2 ÷ 0,60
Оценка изоляционного покрытия	отлично	хорошо	удовлетворительно

величине переходного сопротивления в соответствии с таблице 2.

Таблица 2

Характеристика состояния изоляционного покрытия по величине переходного сопротивления

Оценка	Переходное сопротивление, Ом·м², не менее	
	на битумной основе	на полимерной основе
Отлично	$1 \cdot 10^4$	$1 \cdot 10^5$
Хорошо	$8 \cdot 10^3$	$4 \cdot 10^4$
Удовлетворительно	$6 \cdot 10^3$	$2 \cdot 10^4$

5. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОБСЛЕДОВАНИЯ

5.1. Все работы по обследованию технического состояния участков магистрального нефтепровода, проложенного в болотистой местности, должны выполняться с соблюдением правил по технике безопасности, предусмотренных в /5,6,7/.

5.2. Обследование выполняется группой работников РНПУ и служб ЭХЗ, СУПЛАВ оснащенных средствами по технике безопасности при проведении обследования на болотах.

5.3. При проведении электрических измерений на действующих подземных нефтепроводах необходимо соблюдать правила техники безопасности в соответствии с инструкциями по эксплуатации используемых приборов.

5.4. Для выполнения работ в шурфах следует назначать не менее 2-х рабочих.

Приложение I
(справочное)

Примерный перечень основных механизмов, снаряжения, инструментов и приспособлений, применяемых при обследовании УМПБ

Наименование (тип, основной размер)	К-во шт., компл.	Назначение
I	2	3
Гусеничный транспортер плавающий грузоподъемностью до 4 т типа ГАЗ-71 или ГТТ	I	Перевозка оборудования и бригады к местам обследования
Экскаватор болотный типа К-408 или Э-304В	I	Разработка шурфа
Насос НЦС-I или НЦС-2	I	Для откачки болотной воды из вырытого шурфа
Кессон	I	Обследование нефтепровода
Понтон грузоподъемностью до 30 т	I	Для работы землеройной техники
Размывающие устройства (гидромониторы типа ГИМ-I)	I компл.	Для размыва гумуса
Деревянные шпунты	4	Для ограждения шурфа
Плиты СРДП	20 шт.	Для прохождения техники
Надувная резиновая 3-х местная лодка	I	Обеспечение работ на воде
Гибкий шланг	50 п.м.	Для подсоединения к насосу
Водолазное снаряжение	I компл.	Выполнение работ в болоте
Трассоискатель ТПК-I или ВТР-IУМ в комплекте	1	Определение оси трубы и ее залегания на глубине
Искатель повреждений изоляции типа ИИ-74 или ИПИ-76 в комплекте	I	Определение состояния изоляционного покрытия

1	2	3
Прибор М23I или ИПВК-I	I	Измерение потенциала "нефтепровод-грунт"
Прибор типа МС-08 или М-4I6	I	Для проверки работы КИП
Ледорубы на бензиновом моторе типа "Урал" и мотопила "Дружба"	2	Устройство для работ в зимнее время и создание лежневок летом
Радиостанция с радиусом действия 5-I0 км	2	Обеспечение связи между геодезистами и оператором
Теодолиты Т-I, Т-5, Т-I0	2	Геодезические работы при съемке положения нефтепровода
Нивелир НВ-I	I	То же
Рейка деревянная складная 3-х метровая	I	То же
Мерная лента 20 м	I	То же
Футшток	I	То же
Водяной термометр в металлической оправе	2	Измерение температуры воды
Термометр	2	Измерение температуры воздуха
Вехи деревянные I,5 м	I0	Обозначение створов перехода
Лопаты	4	Для земляных работ
Канат капроновый - I2 м	60	Для технических нужд
Трос ⌀ I7 мм и ⌀ 4-5 мм	50 п.м.	То же
Пояса спасательные	4	По технике безопасности
Набор слесарного инструмента	I	Для технических нужд
Аптечки мед. личные	2	По технике безопасности

Приложение 2

А К Т

технического обследования УМНБ

от ПК до ПК

"___"_____198 г.

Мы нижеподписавшиеся, _____
(Ф.И.О. должности представителей

_____
УМН или РНУ, ЛПО, СУПЛАР, АНП, ЭХЗ)

составили настоящий акт в нижеследующем.

В период с _____ по _____ было произведено обследование технического состояния участка магистрального нефтепровода, проложенного на болоте _____
наименование, диаметр, толщина (проектн.)

через болото.

I. В результате обследования установлено:

I.I. Тип болотного микроландшафта _____
наименование

и характеристика (рельеф, растительность, грунт,

уровень болотных вод, глубина сезонного промерзания)

I.2. Протяженность перехода по основной (резервной) нитке, м

указать какой км по трассе, от ПК до ПК + (м)

I.3. Наличие и местоположение оголенных участков, м _____

указать длину этих участков от ПК до ПК + (м)

I.4. Состояние изоляции _____
поверхность гладкая, морщинистая,

гофры, складки, трещины, разрывы, пустоты; наличие повреждения

и их характер, прилипаемость изоляции к трубе (хорошая, слабая,

отсутствует); толщина изоляции (сверху, снизу, сбоку справа, сбоку

слева по ходу нефти); наличие влаги под изоляцией

I.5. Состояние стенки трубы толщина в мм; наличие и характер коррозии (цвет, сплошная, бугристая, легко или трудно отделимая от трубы); наличие каверн и глубина самых крупных каверн; места преимущественного расположения каверн (сверху, снизу, сбоку справа, сбоку слева по ходу нефти); продольное усилие

I.6. Параметры ЭХЗ на дефектном участке защитный потенциал, в В ; сила тока; напряжение

2. Наличие реперов номера реперов, местоположение и отметка

3. Сведения по последнему отказу нефтепровода на переходе через болото наименование элемента перехода; дата, точное местонахождение, время простоя, причины и характер отказа, продолжительность ликвидации аварии, ущерб

4. Сведения по кап.ремонту нефтепровода на переходе через болото указать, когда проводился и каким методом

В процессе обследования температура грунта на глубине заложения нефтепровода составляла -°С, температура стенки трубы -°С, температура воздуха -°С.

Приложение: План и профиль УМНБ.

Ответственные лица (должности) Подписи

Приложение 3

Характеристика перехода магистрального нефтепровода через болото

№№ пп	Наименование нефтепровода и местонахождение перехода через болото (км по трассе и от ПК до ПК+м) год ввода в эксплуат	Тип болота	Количество ниток и протяженность		Диаметр и толщина стенки трубы мм×мм		Тип трубы, марка стали трубы, ГОСТ, ТУ		Испытание (Р-давление и время испытания) (*атм.час.*)		Наличие и местоположение кривых вставок и поворотов в плане (ПК+м), м		Материал покрытия		Тип изоляции		Тип защиты и год ввода в эксплуатацию, местонахождение (км по трассе, ПК +м)	Глубина залегания трубы (проектная), м	Примечание (раб.давление и температура нефти, грунта и тела трубы)
			осн.	рез.	осн.	рез.	осн.	рез.	осн.	рез.	осн.	рез.	осн.	рез.	осн.	рез.			
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20

Приложение 4

Продольное сопротивление (10^{-6} Ом/м) магистральных нефтепроводов диаметром 426 ÷ 1420 мм

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки, мм																							Диаметр трубопровода, мм
	4	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9,	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,5	14	15	16	17	20	22	
426	46,2	37,1	33,7	31,0	28,6	26,6	24,9	23,3	22,0	20,8														426
530		29,7	27,1	24,8	22,9	21,3	19,9	18,7	17,6	16,6														530
720					16,8	15,6	14,6	13,7	12,9	12,2	11,6	11,0	10,5	10,0										720
820							12,8	12,0	11,3	10,7	10,1	9,63	9,18	8,77	8,39									820
1020										8,68	8,13	7,72	7,36	7,03	6,75	6,45	6,20	5,54	5,18	4,86				1020
1220														5,87	5,61	5,38	5,17	4,62	4,32	4,05	3,82	3,25		1220
1420																		3,95	3,70	3,47	3,27	2,79		1420

Примечание. Удельное сопротивление трубной стали принимается при температуре 20°С равным 0,245 $\frac{Ом \cdot мм^2}{м}$

Приложение 5

Результаты измерения и расчета переходного сопротивления "труба - грунт"

№ пп	Время измерения, час	Сила тока, А	Разность потенциалов, "труба - грунт", В						Переходное сопротивление "труба-грунт", Ом·м²
			естественная		при включенном источнике		смещенные		
			в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. ГОСТ 19919-74. Контроль автоматизированный технического состояния изделий авиационной техники. Госкомитет стандартов.

2. ГОСТ 9.015-74. Подземные сооружения. Общие технические требования. Госкомитет стандартов.

3. Руководство по производству геодезических работ в промышленном строительстве. М., 1977.

4. Инструкция по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризации. ВСН-2-28-76. М., 1976.

5. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. РД 39-30-114-78. "Недра", М., 1979.

6. Положение об организации работ по охране труда и технике безопасности в системе Министерства нефтяной промышленности. М., 1972.

7. Единая система работ по созданию безопасных условий труда. М., 1972.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Подготовительные работы	5
3. Измерительные работы	5
4. Обработка результатов обследования	I5
5. Техника безопасности при проведении обследования	I8
Приложение I. Примерный перечень основных механизмов, снаряжения, инструментов и приспособлений, применяемых при обследованиях УМНБ	I9
Приложение 2. Акт технического обследования УМНБ	2I
Приложение 3. Характеристика перехода магистрального нефтепровода через болото	23
Приложение 4. Продольное сопротивление $I0^{-6}$ Ом/м магистральных нефтепроводов диаметром 426÷I420 мм	24
Приложение 5. Результаты измерения и расчета переходного сопротивления "труба-грунт"	25
Литература	26

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А
ОБСЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ НА БОЛОТАХ

РД 39-30-495-80

Издание ВНИИСПТнефти
450055, Уфа-55, просп. Октября, 144/3

Подписано к печати 7.04.81. П02112
Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л. 1,2. Тираж 180 экз.
Заказ 103
Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru