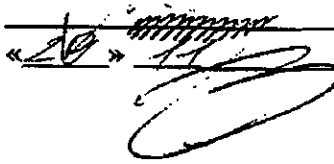


**УТВЕРЖДАЮ**

**Первый заместитель начальника Департамента  
по транспортировке, подземному хранению  
и использованию газа ОАО «Газпром»**

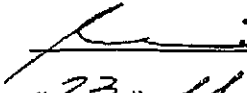
  
С.В. Алимов  
«20» 11 2011 г.

**МЕТОДИКА**

**ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ КАПИТАЛЬНО  
ОТРЕМОНТИРОВАННЫХ, ЗАКОНЧЕННЫХ СТРОИТЕЛЬСТВОМ  
ИЛИ РЕКОНСТРУКЦИЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ  
ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА «ОРИОН-3М»**

**СОГЛАСОВАНО**

**Начальник Отдела защиты от  
коррозии ОАО «Газпром»**

  
Н.Ф. Петров  
«23» 11 2011 г.

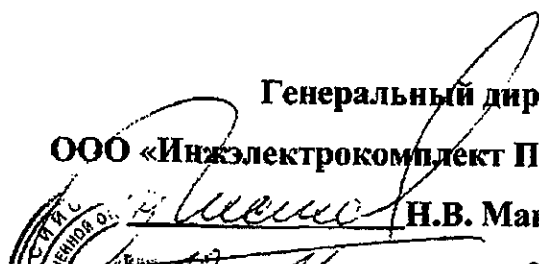
**Исполняющий обязанности  
Заместителя генерального  
директора по науке  
ОАО «Газпром ВНИИГАЗ»**


  
М.А. Петровский  
«20» 11 2011 г.




**РАЗРАБОТАНО**


**Генеральный директор  
ООО «Инжэлектрокомплект Плюс»**

  
Н.В. Макаров  
«10» 11 2011 г.



**Генеральный директор  
ООО «НефтегазТехЭкспертиза»**

  
И.А. Рошин  
«11» 11 2011 г.



**Москва  
2011**

  
Г. Герасимов И.И.

## Содержание

Введение .....	3
1. Назначение и область применения.....	4
2. Нормативные ссылки.....	5
3. Термины, определения, обозначения и сокращения.....	5
4. Общие положения.....	6
5. Критериальные основы оценки состояния защитного покрытия трубопроводов.....	7
5.1. Требования к контролю состояния защитных покрытий вводимых в эксплуатацию и реконструированных подземных трубопроводов .....	7
5.2. Основные положения по оценке эффективности защитных покрытий эксплуатируемых подземных трубопроводов и вывода их в капремонт .....	8
6. Оценка состояния и эффективности защитных покрытий подземных трубопроводов .....	12
7. Описание диагностического комплекса .....	12
8. Порядок проведения работ по технологии оценки состояния защитного покрытия законченных строительством, реконструкцией или капитально отремонтированных трубопроводов .....	14
9. Обработка и оформление данных о техническом состоянии защитного покрытия трубопровода .....	17
10. Контроль технического состояния защитного покрытия в шурфах.....	19
11. Рекомендации по очередности ремонта.....	20
12. Формирование и сдача технического отчета .....	22
12.1. Требования к предварительному отчёту .....	22
12.2. Требования к окончательному отчёту.....	23
Приложение А Алгоритм оценки состояния защитного покрытия вновь построенных, реконструируемых и эксплуатируемых трубопроводов .....	25
Приложение Б Альбом номограмм для частоты сигнала генератора 280 Гц (от $\varnothing 159$ мм до $\varnothing 1420$ мм) .....	33
Приложение В Технологическая карта на приёмочное обследование защитных покрытий капитально отремонтированных, законченных строительством или реконструкций трубопроводов .....	41
Библиография.....	50

## Введение

Настоящая методика разработана с целью установления требований и критериев оценки состояния защитного покрытия законченных строительством, реконструкцией, капитально отремонтированных или эксплуатируемых трубопроводов, расчета величин локального и интегрального сопротивления защитных покрытий и определения сроков ремонта защитных покрытий.

## 1 Назначение и область применения

Методика предназначена для оценки состояния защитного покрытия законченных строительством, реконструкцией, капитально отремонтированных или эксплуатируемых подземных металлических трубопроводов ОАО «Газпром» с помощью диагностического комплекса «Орион-3М».

Методика позволяет проводить оценку интегральной величины сопротивления изоляционного покрытия вновь построенных, реконструируемых и эксплуатируемых трубопроводов на заданном участке. Оценка величины сопротивления изоляционного покрытия осуществляется как для отделенных участков трубопровода, так и для врезанных участков.

Предлагаемая технология позволяет осуществлять в автоматическом режиме комплексное обследование трубопровода и определять следующие технические параметры:

- величину интегрального сопротивления защитного покрытия;
- величину суммарной и удельной площади дефектов защитного покрытия на участке измерений;
- остаточный ресурс защитного покрытия;
- распределение тока катодной защиты, границы защиты средств ЭХЗ;
- глубину залегания и трек трассы трубопроводов и электрических кабелей, определения углов поворота и изгиба труб.

Методика позволяет осуществлять оценку состояния защитных покрытий эксплуатируемых трубопроводов и определять их эффективность и сроки вывода в капитальный ремонт.

Методика позволяет обнаруживать и координировать в автоматическом режиме места пересечений трубопровода с действующими коммуникациями сторонних организаций: трубопроводами и электрическими кабелями.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящей Методике использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

СТО Газпром 2-2.3-310-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования;

СТО Газпром 9.2-002-2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования.

## 3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 В настоящих рекомендациях применены термины в соответствии с СТО Газпром 9.2-002-2009, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 Дефект защитного покрытия. «Нарушение электрических и адгезионных свойств наружного изоляционного покрытия трубопровода, обеспечивающее контакт металла трубы с окружающей средой.

3.2 В настоящих рекомендациях применены следующие обозначения:

$\gamma$  - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени, 1/год;

$R_{из0}$  – начальное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом·м<sup>2</sup>;

$R_{из}(t)$  – прогнозное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом·м<sup>2</sup>;

$R_{из}$  – сопротивление защитного покрытия, определенное на момент обследования, Ом·м<sup>2</sup>;

$R_{уд}$  – сопротивление защитного покрытия, соответствующее критерию «удовлетворительное», Ом·м<sup>2</sup>;

$R_{г}$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;  
 $S_{\delta}$  - удельная площадь оголения трубопровода, мм<sup>2</sup>/м<sup>2</sup>;  
 $T_{ост}$  – остаточный ресурс изоляционного покрытия трубопровода, год;  
 $t$  - срок эксплуатации трубопровода, год;  
КИП- контрольно- измерительный пункт;  
СП – система позиционирования (GPS, ГЛОНАСС);  
ЭХЗ – электрохимическая защита;  
ВТД – внутритрубная диагностика.

## 4 Общие положения

4.1 Эффективность защитных покрытий определяется их способностью сохранять свои свойства в процессе эксплуатации подземных трубопроводов в соответствии с действующими в ОАО «Газпром» техническими требованиями.

4.2 Основными свойствами защитного покрытия подземного трубопровода является его электрическое сопротивление, диэлектрическая сплошность, величина адгезии и площадь дефектных участков.

4.3 Оценку эффективности защитных покрытий следует осуществлять в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации с периодичностью и по нормам, установленным ГОСТ Р 51164-98 и СТО Газпром 2-2.3-310-2009.

4.4 На основании результатов оценки эффективности покрытия принимают решение о введении в эксплуатацию трубопровода (участка трубопровода) продолжении эксплуатации защитного покрытия, либо выполнении необходимого объема ремонтных работ средств электрохимической защиты и защитного покрытия.

## 5 Критериальные основы оценки состояния защитного покрытия трубопроводов

5.1 Требования к контролю состояния защитных покрытий вводимых в эксплуатацию и реконструированных подземных трубопроводов.

5.1.1 Основные требования к контролю состояния защитных покрытий вводимых в эксплуатацию и реконструированных подземных трубопроводов приведены в Р Газпром 9.4-013-2011.

5.1.2 Нормируемое сопротивление защитного покрытия подземных трубопроводов на начальный момент эксплуатации в зависимости от типа изоляции приведено в таблице 1.

5.1.3 Приемка в эксплуатацию трубопровода осуществляется на основании измеренной величины интегрального сопротивления защитного покрытия и соответствия сопротивления изоляции величинам, указанным в таблице 1.

Таблица 1 - Сопротивление защитного покрытия на начальный момент эксплуатации вновь построенных и реконструируемых подземных трубопроводов

Тип защитного покрытия	Начальное сопротивление защитного покрытия уложенного в траншею и засыпанного трубопровода, $R_{из0}$ , Ом·м <sup>2</sup> , не менее	Коэффициент $\gamma$ , 1/год	Плотность защитного тока на начальный момент эксплуатации трубопровода, $i_0$ , мА/м <sup>2</sup> , не более
Заводские двух-, трехслойные полиэтиленовые и полипропиленовые покрытия	$3 \cdot 10^5$	0,05	1,5
Полимерные покрытия на основе термореактивных смол и битумно-полимерных мастик	$1 \cdot 10^5$	0,08	3,7

Примечание. При контроле состояния защитных покрытий линейных участков подземных трубопроводов, не содержащих в своем составе трубопроводной арматуры, на которых проведена реконструкция трубопровода с применением изоляционных покрытий из новых материалов, рекомендуемое сопротивление изоляции на начальный период эксплуатации  $R_{из}$  - не менее  $1 \cdot 10^8$  Ом·м<sup>2</sup>; при этом измерения следует проводить при плотности защитного тока не более 0,005 мА/м<sup>2</sup>.

5.2 Основные положения по оценке эффективности защитных покрытий эксплуатируемых подземных трубопроводов и вывода их в капитальный ремонт.

5.2.1 Согласно требованиям ГОСТ Р 51164-98 контроль защитных покрытий подземных трубопроводов в условиях эксплуатации должен включать в себя интегральную и локальную оценку.



При применении существующих технологий интегральная оценка выполняется по величине расчетного сопротивления изоляции участка трубопровода, а для локальной оценки дополнительно осуществляют поиск дефектов в защитном покрытии и определение физико-химических свойств изоляции в контрольных шурфах.

5.2.2 Интегральная и локальная оценка состояния изоляционных покрытий участка эксплуатируемого подземного трубопровода проводится на основании анализа результатов измерений искателем повреждения изоляции или комплексами специальной измерительной аппаратуры, в том числе для электромагнитной диагностики.

5.2.3 При контроле состояния защитных покрытий подземных трубопроводов электрометрическими методами следует отключать подключенные к трубопроводу вспомогательные электроды, датчики коррозионного мониторинга и протекторы.

5.2.4 При оценке сопротивления изоляционного покрытия участка трубопровода следует учитывать влияние контуров защитного заземления электрооборудования и оборудования запорно-распределительной арматуры в соответствии с требованиями действующей в ОАО «Газпром» нормативной документацией.

5.2.5 Интегральное состояние защитного покрытия на участках подземных трубопроводов рекомендуется оценивать по величине сопротивления изоляции трубопровода. Критерии интегральной оценки состояния защитного покрытия подземных трубопроводов, находящихся в эксплуатации и построенных после 01.07.1999 представлены в таблице 2 и рисунке 1.

Таблица 2 - Критерии интегральной оценки состояния защитного покрытия подземных трубопроводов, находящихся в эксплуатации с 01.07.1999

Интегральная оценка состояния защитного покрытия	Величина сопротивления защитного покрытия, Ом·м <sup>2</sup> , для трубопровода с начальным сопротивлением изоляции, не менее		
	3·10 <sup>5</sup>	1·10 <sup>5</sup>	5·10 <sup>4</sup>
Хорошее	более 8·10 <sup>4</sup> (*)	более 1·10 <sup>4</sup> (*)	более 5·10 <sup>3</sup> (*)
Удовлетворительное	от 5·10 <sup>3</sup> до 8·10 <sup>4</sup>	от 2,5·10 <sup>3</sup> до 1·10 <sup>4</sup>	от 1,2·10 <sup>3</sup> до 5·10 <sup>3</sup>
Плохое	от 1·10 <sup>3</sup> до 5·10 <sup>3</sup>	от 5·10 <sup>2</sup> до 2,5·10 <sup>3</sup>	от 2,5·10 <sup>2</sup> до 1,2·10 <sup>3</sup>
Практически отсутствует	менее 1·10 <sup>3</sup>	менее 5·10 <sup>2</sup>	менее 2,5·10 <sup>2</sup>
* С учетом срока эксплуатации защитного покрытия.			

5.2.7 При интегральных оценках состояния защитного покрытия «плохое» и «практически отсутствует» (см. таблицу 2) покрытие признают неэффективным, в связи с чем, рекомендуется проведение мероприятий по ремонту защитного покрытия в соответствии требованиями с Р Газпром 9.4-013-2011 ( приложение Б).

5.2.8 Для трубопроводов, построенных до 01.07.1999, независимо от конструкции изоляционного покрытия, при сроках эксплуатации более 30 лет, рекомендуется принимать минимальное значение переходного сопротивление трубопровода, соответствующее интегральной оценке «Удовлетворительное»  $R_{уд}$  равным 1000 Ом·м<sup>2</sup>.

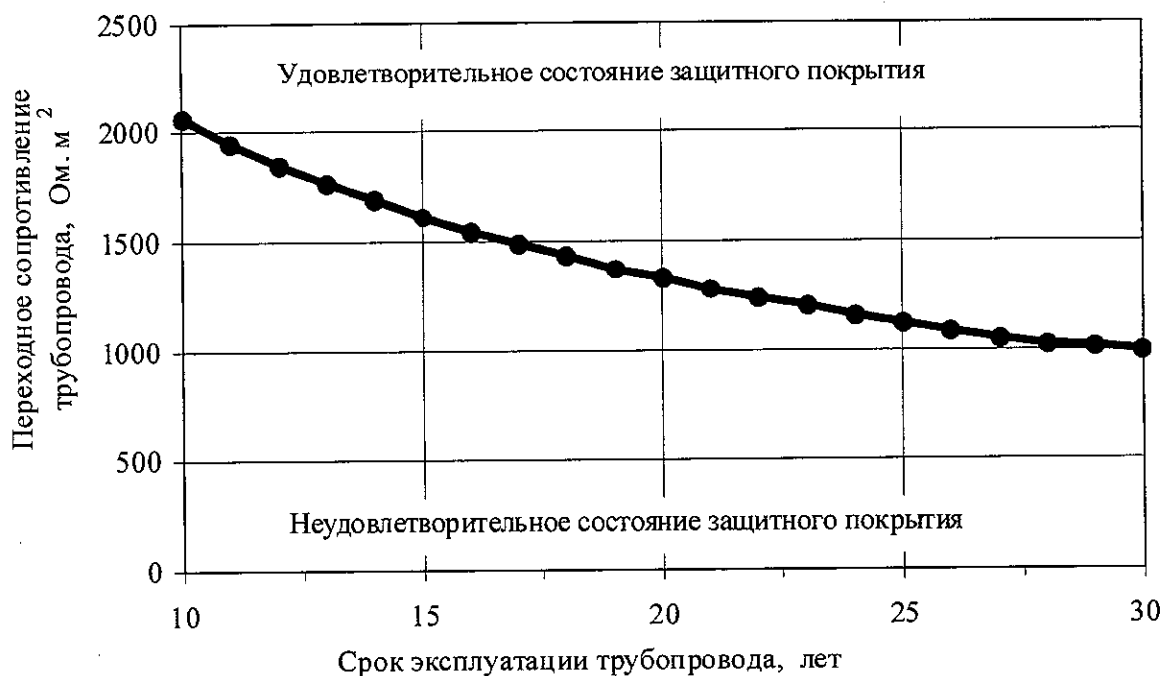


Рисунок 1 - Состояние защитного покрытия трубопровода, построенного до 01.07.1999, оцениваемое по величине его сопротивления с учетом длительности эксплуатации трубопровода

5.2.9 Прогнозирование изменения во времени сопротивления изоляции трубопровода  $R_{из}(t)$ , Ом·м<sup>2</sup>, осуществляют по формуле

$$R_{из}(t) = R_{из0} \cdot e^{-\gamma \cdot t}, \quad (1)$$

где  $R_{из0}$  – начальное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом·м<sup>2</sup>;

$\gamma$  - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени (см. таблицу 1), 1/год;

$t$  - срок эксплуатации трубопровода, год.

## 6 Оценка состояния и эффективности защитных покрытий подземных трубопроводов

6.1 При проведении оценки состояния защитного покрытия эксплуатируемого подземного трубопровода рассматриваемый участок разбивают на отдельные конечные участки при условии, что их протяженность составляет не менее 200 метров, и проводят интегральную оценку защитного покрытия каждого участка отдельно.

6.2 При оценке состояния покрытий рекомендуется проводить ранжирование участков по величине интегрального показателя состояния защитного покрытия.

6.3 По результатам ранжирования (по возможности с учетом данных ВТД) назначают контрольные шурфования в объеме, достаточном для достоверной оценки состояния защитных покрытий по требованиям СТО Газпром 2-3.5-454-2010 (пункт 12.3.8). Объем обследований в шурфах и оформление акта шурфования проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-310-2009.

## 7 Описание диагностического комплекса

В состав диагностического комплекса входят: магнитный локатор «Орион-3М», поисковый низкочастотный генератор «Орион-ГП», переносной полевой компьютер для регистрации данных с блоками управления и позиционирования, СП, наушники, радики и технологическая оснастка для заземления генератора.

Поисковый генератор «Орион-ГП» две базовые частоты: 17 и 280 Гц. Генератор обеспечивает помехозащищенность комплекса от влияния электромагнитных полей соседних катодно - защищенных трубопроводов, за счёт подачи на обследуемый трубопровод специального кодированного сигнала.

На рисунке 2 представлены: диагностический комплекс серии «Орион-3М» с поисковым генератором «Орион-ГП».

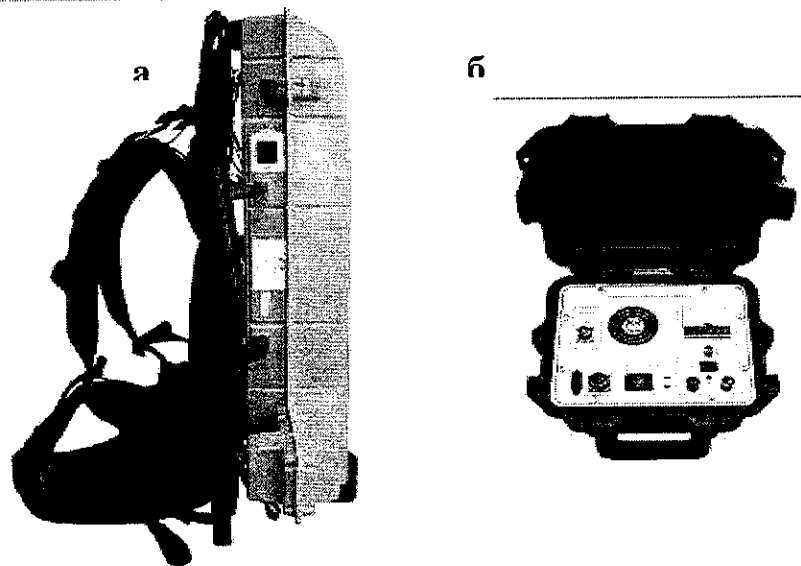


Рисунок 2 - Диагностическое оборудование: а – «Орион-3М»,  
б – генератор «Орион-ГП»

Климатические условия применения комплекса:

- температура окружающего воздуха, °С - от минус 20 до плюс 45;
- относительная влажность воздуха, % - до 90 при 30°С;
- атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.) - 70-106.7 (537-800).

Группа механического исполнения, в соответствии с ГОСТ 30631-99, М19.

Степень защиты оболочки генератора и локатора в соответствии с ГОСТ 14254-96 (п.п. 13.4, 14.2.4 и п.п. 13.2, 14.2.3).

Комплекс обладает автоматической системой позиционирования оператора над осью трубопровода с погрешностью  $\pm 50$  см; а также позволяет автоматически определять места пересечений обследуемого трубопровода с подземными коммуникациями сторонних организаций (трубопроводами и электрическими кабелями).

Комплекс имеет высокую степень помехозащищённости от электромагнитных помех соседних трубопроводов, оборудованных системой

ЭХЗ, и электрических кабелей, расположенных в техническом коридоре; позволяет диагностировать трубопроводы на технологических площадках.

В отличие от существующих технологий методика с применением диагностического комплекса «Орион-3М» позволяет осуществлять как интегральную, так и локальную оценку состояния защитных покрытий участка подземного трубопровода без проведения шурфования.

Последующий осмотр защитного покрытия в шурфах проводится для уточнения причин неудовлетворительного состояния защитного покрытия.

## 8 Порядок проведения работ по технологии оценки состояния защитного покрытия законченных строительством, реконструируемых и эксплуатируемых трубопроводов

8.1 На рисунке 3 представлена схема проведения измерений с использованием диагностического комплекса «Орион-3М».

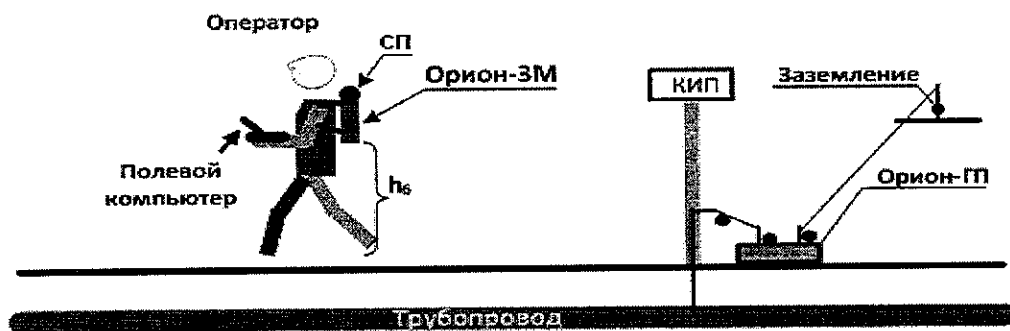


Рисунок 3 - Схема проведения измерений на участке трубопровода

8.2 Измерение параметров изоляционного покрытия на участке трубопровода следует проводить в следующей последовательности:

8.2.1 Перед началом обследования отрицательную клемму генератора «Орион-ГП» подключить к контрольному выводу КИП. Положительную клемму генератора подключить к заземлению. При этом заземление должно

быть установлено на расстоянии не менее 50 метров от КИП (в перпендикулярном направлении от оси трубопровода).

Величину мощности генератора установить таким образом, чтобы в 80-100 метрах от места его подключения сигнал был на уровне 800...1500 единиц его показаний.

8.2.2 После подключения генератора к КИП разместить комплекс «Орион-3М» на спине и запустить программу его работы.

8.2.3 Подойти к КИПу и создать файл (присвоить ему имя). Измерить базовое расстояние от нижнего датчика комплекса до поверхности земли (далее база) и занести его значение в базу данных полевого компьютера вместе с именем оператора. База измеряется и заносится в компьютер каждый раз, когда меняется оператор или начальная точка отсчета (измерения).

Кроме КИПа начальной точкой отсчета может быть место установки СКЗ или любой объект, установленный на трубопроводе (маркер, запорная арматура и т. д.).

8.2.4 Запустить СП. После фиксирования СП необходимого количества спутников (не менее 7 шт.) следует надеть наушники и начать движение по трассе трубопровода.

8.2.5 В процессе обследования при движении вдоль трубопровода комплекс автоматически позиционирует оператора над осью трубопровода с погрешностью не более  $\pm 50$  см. Эта функция выполняется следующим образом:

Если оператор идет по трассе с заданной точностью позиционирования над осью трубопровода, то в наушниках слышится слабый прерывистый монотонный сигнал. В случае отклонения от оси трубы на расстояние более 50 см, например, вправо, в правом наушнике изменяется сигнал: он становится громким и часто прерывистым. Оператор корректирует свое движение, смещаясь влево до тех пор, пока сигнал в наушниках вновь не станет монотонным. Допускается отслеживание позиционирования над осью

трубопровода по интерфейсу полевого компьютера. Скорость движения по трассе выбирается оператором самостоятельно, обеспечивая точное позиционирование над осью трубы.

В процессе обследования отслеживать на мониторе компьютера сигнал генератора, который должен находиться на уровне не ниже 400 единиц. Если в процессе обследования сигнал генератора становится недопустимо слабым, компьютер автоматически подает звуковой сигнал. В этом случае необходимо остановиться, связаться с оператором, находящегося у генератора и дать команду на подъём его мощности, внести в базу данных компьютера отметку «подъём сигнала», продолжить обследование.

8.2.6 При приближении к внешним объектам – линиям электропередач, автомобильной или железной дороге, ручью (водной преграде), пашне и т.д., пересекаемых трубопроводом ввести в компьютер отметку с указанием кода пересечения и текстовые комментарии. Наличие подземных металлических объектов (действующих кабелей, труб и иных коммуникаций) комплекс фиксирует автоматически.

8.2.7 Кроме фиксирования внешних объектов следует вносить в блокнот комментарии о состоянии трассы, её объектах, пересечениях, пояснять причины невозможности прохождения определенных мест трассы и делать другие пометки.

8.2.8 В процессе прохождения оператором заданного участка комплекс автоматически с шагом сканирования не более 0,1 метра регистрирует параметры переменного магнитного поля трубопровода.

На основании заложенных в компьютерную программу алгоритмов комплекс осуществляет расчет значений величин сопротивлений изоляционного покрытия локальных участков трубопровода или интегрального значения сопротивления изоляционного покрытия участка трубопровода в целом.



В приложении А приведен алгоритм оценки величины сопротивления изоляционного покрытия и номограммы (приложение Б) для его определения.

8.2.9 По завершению прохождения участка трассы проконтролировать качество отснятой информации с помощью программы контроля файлов.

8.2.10 Программа автоматически определяет качество отснятой информации и выдает оператору причины неудовлетворительных результатов. При выше указанных результатах, выявленных программой, включая отклонение от оси более чем на один метр без обоснованных причин повторно пройти весь участок.

## 9 Обработка и оформление данных о техническом состоянии защитного покрытия трубопровода

В алгоритм программы комплекса заложены общепринятые формулы по оценке состояния изоляционных покрытий трубопроводов, разработанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и разрешенные к применению в ОАО «Газпром» /2/, а также номограммы для оценки сопротивления изоляционного покрытия трубопроводов диаметром от 159 до 1420 мм /3/.

Программа комплекса рассчитывает величины интегральной оценки сопротивления изоляционного покрытия  $R_{из}$  вновь построенного или реконструированного трубопровода, как для его отдельных участков (величиной не менее 200 метров), так и для всего участка трубопровода в целом. Максимальная расчетная величина сопротивления изоляционного покрытия составляет  $1 \cdot 10^8 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ .

Для эксплуатируемых трубопровода программа комплекса позволяет определять значения удельной площади оголения  $S_d$  и рассчитывать оптимальное время эксплуатации изоляционного покрытия трубопровода до его ремонта.

Форма представления данных с привязкой к КИПам, координатами участков изоляционного покрытия, имеющих различные значения категории качества, а также их протяжённость, приведена в таблице 3.

Таблица 3- Расчетные параметры изоляционного покрытия

Участок трубопровода	Длина участка (м)	$R_{из}$ Ом·м <sup>2</sup>	$S_d$ мм <sup>2</sup> / м <sup>2</sup>	$T_{ост}$ лет	Расстояние от КИП (м)		Координаты участков в системе СП				
					начало	конец	начало		конец		
							долгота	широта	долгота	широта	

Такое представление данных делается для удобства поиска дефектного участка изоляционного покрытия на местности для проведения шурфования.

Итоговые результаты технического состояния изоляционного покрытия на обследованном трубопроводе, ранжированные в соответствии с таблицей 2, сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 - Техническое состояние изоляционного покрытия по оценке  $R_{из}$

Категория качества		Количественная оценка	
цветовая гамма	Оценка	протяженность (м)	% от общего
	Хорошее		
	Удовлетворительное		
	Плохое		
	Практически отсутствует		

В таблицу 5 сводятся итоговые результаты оценки площади сквозных дефектов изоляционного покрытия по обследованному участку трубопровода.

Таблица 5 - Техническое состояние изоляционного покрытия по оценке  $S_d$

Категория изоляционного покрытия по величине площади сквозных дефектов	$S_d$ (мм <sup>2</sup> /м <sup>2</sup> )	Общая длина (м)	Процентное отношение
Мелкие одиночные дефекты	0,01 ÷ 0,16		
Дефекты в небольшом количестве	0,16 ÷ 4,0		
Значительная площадь оголенного металла	4,0 ÷ 400,0		
Покрытие сильно разрушено	400,0 ÷ 40000,0		
Следы покрытия	свыше 40000		

В таблицу 6 сводятся итоговые расчётные величины остаточного ресурса изоляционного покрытия обследованного трубопровода, определенные с учетом формулы 1 (п. 5.2.92.2.9).

Таблица 6 - Техническое состояние изоляционного покрытия по оценке  $T_{ост}$

Показатели технического состояния изоляционного покрытия	Общая протяженность (м)	Процентное отношение %
Покрытие, не имеющее ресурса		
Остаточный ресурс 5 и менее лет		
Остаточный ресурс от 5 до 10 лет		
Остаточный ресурс свыше 10 лет		

## 10 Контроль технического состояния изоляционного покрытия в шурфах

Контрольные вскрытия трубопроводов проводятся с целью проверки результатов обследования технического состояния изоляционного покрытия. В первую очередь рекомендуются для вскрытия участки трубопровода, где совпадают координаты месторасположения изоляционного покрытия

«плохого» или «практически отсутствует» качества с координатами участков высокой коррозионной агрессивности грунтов; с дефектами, обнаруженными по результатам ВТД (аномалий напряженного состояния трубы и т.п.).

В шурфах выполняются следующие виды визуально-измерительного контроля: фотосъёмка изоляционного покрытия, контроль адгезии плёнки покрытия к трубе; толщины покрытия и другие измерения, если они указаны в техническом задании заказчика. Результаты контроля качества изоляционного покрытия в шурфах оформляются актом, который подписывается представителями исполнителя работ и заказчика.

## 11 Рекомендации по очередности ремонта

Оценка коррозионной защищенности обследованного участка трубопровода проводится на основании анализа данных полученных в ходе выполнения полевых работ и камеральной обработки результатов обследования и состоит в следующем:

11.1 Проведение анализа технического состояния изоляционного покрытия по категориям качества, в ходе которого устанавливается общая протяженность участков с «хорошим», «удовлетворительным» и «плохим» и «практически отсутствует» состоянием изоляционного покрытия (таблица 4).

11.2 Проведение анализа технического состояния изоляционного покрытия по категории величины интегральной площади дефектов изоляционного покрытия (таблица 5).

11.3 Проведение анализа технического состояния изоляционного покрытия по величине остаточного ресурса его эксплуатации (таблица 6).

11.4 Проведение анализа величин защитного потенциала над зонами повреждения изоляционного покрытия, на КИПах и на границах защиты станций катодной защиты, которые не должны быть ниже уровня, установленные ГОСТ Р 51164-98.

11.5 Проведение анализа коррозионной агрессивности грунтов на участках с «плохим» и «практически отсутствует» качеством изоляционного покрытия.

11.6 Проведение выборочных вскрытий трубопровода в шурфах, протяженностью до 5 метров (не менее 3-х диаметров трубы), в местах, рекомендованных в разделе 6. Цель шурфовки – визуальное обследование коррозионных повреждений внешней стенки трубопровода, измерение адгезии покрытия к трубе. Количество шурфов определяется исполнителем работ, которое согласовывается с заказчиком.

11.7 После проведения вышеперечисленного анализа, на основании полученных результатов делается заключение о коррозионной защищенности участков обследованного трубопровода. Участок трубопровода считается защищенным от коррозионного воздействия при соблюдении следующего условия - выборочные вскрытия в шурфах в местах «плохого» технического состояния изоляционного покрытия не установили коррозионных повреждений внешней стенки трубопровода.

11.8 На основании анализа технического состояния изоляционного покрытия, данных о коррозионной агрессивности грунтов формируются рекомендации по очередности проведения ремонтных работ изоляционного покрытия. При выборе очередности ремонта в первую очередь подлежат ремонту участки изоляционного покрытия, имеющие следующие основания:

11.8.1 Техническое состояние изоляционного покрытия имеет «плохую» и «практически отсутствует» категорию качества (категория 3).

11.8.2 Трубопровод с изоляционным покрытием категории 3 расположен в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью - менее 20 Ом·м.

11.8.3 Техническое состояние изоляционного покрытия имеет величины удельной площади дефектов свыше 1000 мм<sup>2</sup>/м<sup>2</sup>.

11.9 Рекомендуемая очередность ремонта изоляционного покрытия трубопровода оформляется в форме таблицы 7.

Таблица 7 - Рекомендуемая очередность проведения ремонта изоляционного покрытия

Участок трубопровода	Длина уч-ка, (м)	Расстояние от КИПа (м)	Координаты начала участка по СП		$R_{из}$ Ом· м <sup>2</sup>	$S_d$ мм <sup>2</sup> /м <sup>2</sup>	Мин. зн. $R_r$ Ом·м	Очередность Ремонта
			Долгота	Широта				
333-334	710	240-950	45,708553	53,162475	110,0	82,64	25,0	3
334-335	340	250-590	45,696087	53,167495	9,0	12345,6	20,1	1
337-338	24	1123	45,640225	53,167208	31,0	1040,58	19,9	1
340-341	220	580-800	45,601975	53,165058	11,0	8264,46	19,7	1

В таблице представлен пример оформления рекомендаций по ремонту изоляционного покрытия фрагмента обследованного трубопровода.

## 12 Формирование и сдача технического отчета

### 12.1 Требования к предварительному отчёту.

Предварительный отчёт представляется заказчику не позднее двух недель после окончания полевых работ на трассе обследуемого трубопровода. Он должен содержать:

- выявленные участки трубопровода с сопротивлением изоляционного покрытия имеющего качество «плохое» и «практически отсутствует» с указанием координат повреждённых зон;
- участки трубопровода с неудовлетворительным уровнем защитного потенциала;
- перечень неисправных средств ЭХЗ, КИП и др. внешних объектов;
- рекомендации на проведения вскрышных работ по проверке результатов обследования трубопровода.

## 12.2 Требования к окончательному отчёту.

Технический отчёт по результатам комплексного обследования трубопровода должен быть представлен заказчику после окончания полевых работ в сроки, указанные в договоре-подряде на выполнение работ. В отчёте отображаются следующие данные:

12.2.1 Введение, в котором приводятся общие сведения по литологическим условиям залегания трубопровода, параметры трубопровода и их изоляционном покрытии, распределению удельного электрического сопротивления грунта и защитного потенциала;

12.2.2 Основная часть, в том числе:

– анализ технического состояния ЭХЗ с точки зрения соответствия действующей нормативно-технической документации по защите подземных трубопроводов от коррозии;

– сведения о технических параметрах изоляционного покрытия, данные о расположении мест, имеющих «плохое», «удовлетворительное» и «хорошее» качество изоляции;

– сведения о распределении защитного потенциала, данные о расположении участков с неудовлетворительным уровнем защитных потенциалов;

– сведения об остаточном ресурсе изоляционного покрытия и прогноз изменения режимов работы установок ЭХЗ во времени;

– сведения о комплексном обследовании трубопровода в местах его переходов под искусственными и естественными преградами: автодорогами, железными дорогами, реками и водоёмами, оврагами и непроходимым местам.

12.2.3 Выводы должны содержать:

– оценку о состоянии противокоррозионной защиты трубопровода;

– оценку соответствия защитных свойств изоляционного покрытия требованиям пункта 4.2 ГОСТ Р 51164;

- рекомендации по ремонту участков изоляционного покрытия трубопровода;

- оценку эффективности ЭХЗ, рекомендации по её совершенствованию, предложения по оптимизации режимов работы установок ЭХЗ.

#### 12.2.4 Приложения к отчёту:

- карты местности с нанесёнными на них треків трассы обследованного трубопровода, а также его внешние объекты с приложением к ним Ведомости ситуационной информации по техническому коридору;

- акты осмотра изоляционного покрытия в шурфах и фотографии;

- графики с результатами распределения по дистанции измеренных значений: защитного потенциала, удельного электрического сопротивления грунтов и интегрального сопротивления изоляционного покрытия;

- графики с результатами распределения по дистанции тока катодной защиты;

- перечень используемых при обследовании приборов и оборудования с указанием сроков поверки;

- копии сертификатов соответствия на используемое оборудование и приборы.

Технический отчёт представляется в сброшюрованном виде в 3-х учтённых экземплярах, укомплектованных одной электронной копией (CD-ROM), статус «для чтения».



## Приложение А

### 1 Алгоритм оценки состояния защитного покрытия вновь построенных, реконструируемых и эксплуатируемых трубопроводов

Для оценки состояния изоляционного покрытия подземного металлического трубопровода на обследуемом участке измеряются величины сигналов по току или по напряжению в интервалах между двумя точками измерений и вычисляют величины затуханий сигналов  $\alpha_j$  по току или напряжению на каждом интервале по формуле

$$\alpha_j = 2000 \cdot \lg(i_j/i_{j+1})/L_{j-j+1} = 2000 \cdot \lg(U_j/U_{j+1})/ L_{j-j+1} \text{ мБ/м, (1)}$$

где  $\lg(i_j/i_{j+1})$  – десятичный логарифм отношения величин двух сигналов по току между двумя точками измерений  $j$  и  $j+1$ , мБ/м;

$\lg(U_j/U_{j+1})$  – десятичный логарифм отношения величин двух сигналов по напряжению между двумя точками измерений  $j$  и  $j+1$ , мБ/м;

$i_j$  - величина сигнала по току, измеренная в точке  $j$ , мА;

$i_{j+1}$  - величина сигнала по току, измеренная в точке  $j+1$ , мА;

$U_j$  - величина сигнала по напряжению, измеренная в точке  $j$ , мА;

$U_{j+1}$  - величина сигнала по напряжению, измеренная в точке  $j+1$ , мА;

$L_{j-j+1}$  - расстояние между двумя точками  $j$  и  $j+1$  измерений сигналов, м.

По вычисленным величинам затуханий сигналов на интервалах по таблицам или по номограммам определяют интегральные величины сопротивлений изоляционного покрытия для каждого интервала обследуемого участка трубопровода в соответствии с приведенными ниже критериями.

## **2 Критерии интегральной и локальной оценки состояния изоляционного покрытия подземных трубопроводов**

В зависимости от величин затухания сигналов для тока частотой 280 Гц, полученных на интервалах между двумя точками измерений, по таблицам или номограммам определяются интегральные величины сопротивлений защитного покрытия как для законченных строительством, реконструкцией, капитально отремонтированных трубопроводов, так и для эксплуатируемых трубопроводов.

1. Минимальная длина измеряемого участка при оценке величины начального интегрального сопротивления защитного покрытия должна быть не менее 20 метров.

Для законченных строительством, реконструкцией и капитально отремонтированных трубопроводов величина начального сопротивления защитного покрытия указана в таблице 1.

2. Для эксплуатируемых трубопроводов критерии интегральной оценки состояния защитного покрытия приведены в таблице 2.

3. Минимальный шаг между точками измерений тока на участках трубопровода менее 200 метров при оценке интегрального сопротивления изоляционного покрытия должен быть не менее 0,1 метра.

### 3 Таблицы

Таблицы для определения интегральных величин сопротивления изоляционного покрытия подземного металлического трубопровода по величинам затухания сигнала частотой 280 Гц.

Таблица 1

Затухание сигнала	Интегральная величина сопротивления изоляционного покрытия $R_{и}$ , Ом·м <sup>2</sup> для диаметров трубопроводов, мм						
	159	219	273	325	377	425	530
--	--	--	--	--	--	--	--
$9,6 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^9$	--	--	--	--	--	--
$1 \cdot 10^{-3}$	$9,2 \cdot 10^8$	--	--	--	--	--	--
0,00119	--	$1 \cdot 10^9$	--	--	--	--	--
0,0012	$5,98 \cdot 10^8$	$9,8 \cdot 10^8$	--	--	--	--	--
0,00138	--	--	$1 \cdot 10^9$	--	--	--	--
0,0014	$4,22 \cdot 10^8$	$6,71 \cdot 10^8$	$9,9 \cdot 10^8$	--	--	--	--
0,00158	--	--	--	$1 \cdot 10^9$	--	--	--
0,0016	$3 \cdot 10^8$	$4,83 \cdot 10^8$	$7,02 \cdot 10^8$	$9,98 \cdot 10^8$	--	--	--
0,00172	--	--	--	--	$1 \cdot 10^9$	--	--
0,0018	$2,29 \cdot 10^8$	$3,62 \cdot 10^8$	$5,25 \cdot 10^8$	$7,25 \cdot 10^8$	$8,95 \cdot 10^8$	--	--
0,00188	--	--	--	--	--	$1 \cdot 10^9$	--
0,002	$1,77 \cdot 10^8$	$2,8 \cdot 10^8$	$4,1 \cdot 10^8$	$5,6 \cdot 10^8$	$6,9 \cdot 10^8$	$8,8 \cdot 10^8$	--
0,0025	$1,04 \cdot 10^8$	$1,64 \cdot 10^8$	$2,34 \cdot 10^8$	$3,23 \cdot 10^8$	$4 \cdot 10^8$	$5,14 \cdot 10^8$	$1 \cdot 10^9$
0,003	$6,79 \cdot 10^7$	$1,04 \cdot 10^8$	$1,49 \cdot 10^8$	$2,07 \cdot 10^8$	$2,57 \cdot 10^8$	$3,29 \cdot 10^8$	$6,4 \cdot 10^8$
0,0035	$4,7 \cdot 10^7$	$7,15 \cdot 10^7$	$1,02 \cdot 10^8$	$1,41 \cdot 10^8$	$1,77 \cdot 10^8$	$2,28 \cdot 10^8$	$4,4 \cdot 10^8$
0,004	$3,42 \cdot 10^7$	$5,18 \cdot 10^7$	$7,35 \cdot 10^7$	$1,015 \cdot 10^8$	$1,27 \cdot 10^8$	$1,64 \cdot 10^8$	$3,18 \cdot 10^8$
0,0045	$2,6 \cdot 10^7$	$3,89 \cdot 10^7$	$5,5 \cdot 10^7$	$7,6 \cdot 10^7$	$9,6 \cdot 10^7$	$1,12 \cdot 10^8$	$2,38 \cdot 10^8$
0,005	$2,01 \cdot 10^7$	$2,99 \cdot 10^7$	$4,21 \cdot 10^7$	$5,82 \cdot 10^7$	$7,4 \cdot 10^7$	$9,6 \cdot 10^7$	$1,84 \cdot 10^8$
0,006	$1,3 \cdot 10^7$	$1,9 \cdot 10^7$	$2,69 \cdot 10^7$	$3,7 \cdot 10^7$	$4,75 \cdot 10^7$	$6,18 \cdot 10^7$	$1,17 \cdot 10^8$
0,007	$9 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^7$	$1,84 \cdot 10^7$	$2,52 \cdot 10^7$	$3,24 \cdot 10^7$	$4,25 \cdot 10^7$	$8,03 \cdot 10^7$
0,008	$6,58 \cdot 10^6$	$9,4 \cdot 10^6$	$1,375 \cdot 10^7$	$1,82 \cdot 10^7$	$2,33 \cdot 10^7$	$3,08 \cdot 10^7$	$5,8 \cdot 10^7$
0,009	$4,96 \cdot 10^6$	$7,03 \cdot 10^6$	$9,95 \cdot 10^6$	$1,36 \cdot 10^7$	$1,75 \cdot 10^7$	$2,3 \cdot 10^7$	$4,37 \cdot 10^7$
0,01	$3,86 \cdot 10^6$	$5,41 \cdot 10^6$	$7,58 \cdot 10^6$	$1,04 \cdot 10^7$	$1,35 \cdot 10^7$	$1,78 \cdot 10^7$	$3,35 \cdot 10^7$
0,012	$2,5 \cdot 10^6$	$3,47 \cdot 10^6$	$4,8 \cdot 10^6$	$6,6 \cdot 10^6$	$8,6 \cdot 10^6$	$1,14 \cdot 10^7$	$2,14 \cdot 10^7$
0,014	$1,73 \cdot 10^6$	$2,38 \cdot 10^6$	$3,29 \cdot 10^6$	$4,5 \cdot 10^6$	$5,9 \cdot 10^6$	$7,85 \cdot 10^6$	$1,47 \cdot 10^7$
0,016	$1,26 \cdot 10^6$	$1,72 \cdot 10^6$	$2,38 \cdot 10^6$	$3,22 \cdot 10^6$	$4,25 \cdot 10^6$	$5,65 \cdot 10^6$	$1,05 \cdot 10^7$
0,0175	1000000	--	--	--	--	--	--
0,018	930000	$1,28 \cdot 10^6$	$1,75 \cdot 10^6$	$2,41 \cdot 10^6$	$3,19 \cdot 10^6$	$4,26 \cdot 10^6$	$7,9 \cdot 10^6$
0,0198	--	1000000	--	--	--	--	--
0,02	720000	975000	$1,34 \cdot 10^6$	$1,86 \cdot 10^6$	$2,48 \cdot 10^6$	$3,3 \cdot 10^6$	$6,5 \cdot 10^6$
0,0223	--	--	1000000	--	--	--	--
0,025	417000	570000	763000	$1,07 \cdot 10^6$	$1,43 \cdot 10^6$	$1,92 \cdot 10^6$	$3,51 \cdot 10^6$
0,0253	--	--	--	1000000	--	--	--
0,0288	--	--	--	--	1000000	--	--
0,03	270000	365000	490000	685000	910000	$1,24 \cdot 10^6$	$2,23 \cdot 10^6$
0,0329	--	--	--	--	--	1000000	--

Затуха- ние сигнала	Интегральная величина сопротивления изоляционного покрытия $R_{\Sigma}$ , Ом · м <sup>2</sup> для диаметров трубопроводов, мм						
	159	219	273	325	377	425	530
0,035	185000	251000	339000	460000	625000	860000	1,53 · 10 <sup>6</sup>
0,04	134000	182000	245000	331000	450000	618000	1,12 · 10 <sup>6</sup>
0,042	--	--	--	--	--	--	1000000
0,045	106000	135000	183000	250000	340000	460000	852000
0,05	78000	105000	142000	193000	263000	357000	660000
0,06	49500	67000	91000	123000	169000	230000	421000
0,07	34300	46000	62000	85000	115000	158000	290000
0,08	24500	33200	45000	61500	84000	114000	210000
0,09	18300	25000	33600	46000	63000	85000	157000
0,1	14200	19200	26000	35500	48500	66000	121000
0,12	9100	12400	16700	22800	31000	42400	78000
0,14	6200	8500	11500	15500	21300	29000	53400
0,16	4500	6100	8300	11300	15500	21000	38500
0,18	3350	4500	6200	8400	11500	15800	28800
0,2	2600	3500	4750	6500	8900	12200	22200
0,25	1500	2100	2740	3740	5100	7000	12900
0,3	950	1280	1750	2400	3260	4420	8200
0,35	670	880	1200	1630	2200	3030	5600
0,4	470	635	860	1180	1600	2190	4000
0,45	352	475	643	880	1200	1630	3000
0,5	272	370	497	680	924	1260	2310
0,6	173	234	316	470	592	803	1480
0,7	120	160	215	297	405	544	1010
0,8	86	115	--	212	290	395	722
0,9	66	86	115	160	215	295	540
1	52,5	68	90	123	167	228	420
1,2	37	47,5	60	80	106	145	268
1,4	28,5	35,3	44,3	57	75	100	184
1,6	23	28	34,5	44	57	73	132
1,8	19,5	23,3	28	35,4	45	57	99
2	17	20	23,7	29,3	36,5	46	77
2,5	13,3	15,2	17,5	20,7	25	30,5	48,5
3	11,3	12,6	14,3	16,3	19,5	23,5	34,4
3,5	10,2	11,1	12,3	13,8	15,8	18,4	26,5
4	--	10,2	11	12,2	13,7	15,7	21,5
4,5	--	--	10,3	11	12,3	13,7	18,3
5	--	--	--	10,3	11,3	12,5	16,1
6	--	--	--	--	10	10,8	13,2
7	--	--	--	--	--	9,9	11,6
8	--	--	--	--	--	--	10,5
9	--	--	--	--	--	--	9,9
10	--	--	--	--	--	--	--

Таблица 2

Затухание сигнала	Интегральная величина сопротивления изоляционного покрытия $R_{\Sigma}$ , Ом·м <sup>2</sup> для диаметров трубопроводов, мм						
	620	720	820	920	1020	1220	1420
0,00316	$1 \cdot 10^9$	--	--	--	--	--	--
0,0035	$7,8 \cdot 10^8$	--	--	--	--	--	--
0,004	$5,6 \cdot 10^8$	--	--	--	--	--	--
0,00425	--	$1 \cdot 10^9$	--	--	--	--	--
0,0045	$4,21 \cdot 10^8$	$8,7 \cdot 10^8$	--	--	--	--	--
0,005	$3,27 \cdot 10^8$	$6,75 \cdot 10^8$	--	--	--	--	--
0,00525	--	--	$1 \cdot 10^9$	--	--	--	--
0,006	$2,1 \cdot 10^8$	$4,3 \cdot 10^8$	$7,35 \cdot 10^8$	--	--	--	--
0,00682	--	--	--	$1 \cdot 10^9$	--	--	--
0,007	$1,45 \cdot 10^8$	$2,95 \cdot 10^8$	$5,05 \cdot 10^8$	$9,45 \cdot 10^8$	--	--	--
0,008	$1,05 \cdot 10^8$	$2,22 \cdot 10^8$	$3,67 \cdot 10^8$	$6,8 \cdot 10^8$	--	--	--
0,009	$7,9 \cdot 10^7$	$1,6 \cdot 10^8$	$2,75 \cdot 10^8$	$5,15 \cdot 10^8$	$1 \cdot 10^9$	--	--
0,01	$6,1 \cdot 10^7$	$1,23 \cdot 10^8$	$2,12 \cdot 10^8$	$4 \cdot 10^8$	$7,8 \cdot 10^8$	--	--
0,0109	--	--	--	--	--	$1 \cdot 10^9$	--
0,012	$3,91 \cdot 10^7$	$7,9 \cdot 10^7$	$1,36 \cdot 10^8$	$2,56 \cdot 10^8$	$4,98 \cdot 10^8$	$8 \cdot 10^8$	--
0,014	$2,7 \cdot 10^7$	$5,4 \cdot 10^7$	$9,4 \cdot 10^7$	$1,75 \cdot 10^8$	$3,4 \cdot 10^8$	$5,55 \cdot 10^8$	--
0,0147	--	--	--	--	--	--	$1 \cdot 10^9$
0,016	$1,95 \cdot 10^7$	$3,9 \cdot 10^7$	$6,75 \cdot 10^7$	$1,27 \cdot 10^8$	$2,48 \cdot 10^8$	$4 \cdot 10^8$	$8,15 \cdot 10^8$
0,018	$1,47 \cdot 10^7$	$2,92 \cdot 10^7$	$5,05 \cdot 10^7$	$9,55 \cdot 10^7$	$1,85 \cdot 10^8$	$3 \cdot 10^8$	$6,05 \cdot 10^8$
0,02	$1,13 \cdot 10^7$	$2,27 \cdot 10^7$	$3,92 \cdot 10^7$	$7,35 \cdot 10^7$	$1,43 \cdot 10^8$	$2,32 \cdot 10^8$	$4,7 \cdot 10^8$
0,025	$6,55 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^7$	$2,28 \cdot 10^7$	$4,27 \cdot 10^7$	$8,25 \cdot 10^7$	$1,35 \cdot 10^8$	$2,7 \cdot 10^8$
0,03	$4,2 \cdot 10^6$	$8,15 \cdot 10^6$	$1,45 \cdot 10^7$	$2,83 \cdot 10^7$	$5,3 \cdot 10^7$	$8,7 \cdot 10^7$	$1,74 \cdot 10^8$
0,035	$2,88 \cdot 10^6$	$5,6 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^7$	$1,88 \cdot 10^7$	$3,64 \cdot 10^7$	$6 \cdot 10^7$	$1,2 \cdot 10^8$
0,04	$2,1 \cdot 10^6$	$4,05 \cdot 10^6$	$7,2 \cdot 10^6$	$1,35 \cdot 10^7$	$2,62 \cdot 10^7$	$4,36 \cdot 10^7$	$8,65 \cdot 10^7$
0,045	$1,57 \cdot 10^6$	$3,03 \cdot 10^6$	$5,4 \cdot 10^6$	$1,02 \cdot 10^7$	$1,97 \cdot 10^7$	$3,28 \cdot 10^7$	$6,45 \cdot 10^7$
0,05	$1,21 \cdot 10^6$	$2,34 \cdot 10^6$	$4,15 \cdot 10^6$	$7,8 \cdot 10^6$	$1,57 \cdot 10^7$	$2,54 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^7$
--	1000000	--	--	--	--	--	--
0,06	770000	$1,5 \cdot 10^6$	$2,66 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^6$	$9,9 \cdot 10^6$	$1,62 \cdot 10^7$	$3,2 \cdot 10^7$
0,069	--	1000000	--	--	--	--	--
0,07	530000	970000	$1,83 \cdot 10^6$	$3,42 \cdot 10^6$	$6,62 \cdot 10^6$	$1,12 \cdot 10^7$	$2,2 \cdot 10^7$
0,08	380000	700000	$1,32 \cdot 10^6$	$2,48 \cdot 10^6$	$4,8 \cdot 10^6$	$8,05 \cdot 10^6$	$1,6 \cdot 10^7$
0,089	--	--	1000000	--	--	--	--
0,09	286000	530000	960000	$1,85 \cdot 10^6$	$3,6 \cdot 10^6$	$6,04 \cdot 10^6$	$1,19 \cdot 10^7$
0,1	221000	405000	750000	$1,43 \cdot 10^6$	$2,78 \cdot 10^6$	$4,7 \cdot 10^6$	$9,1 \cdot 10^6$
0,114	--	--	--	1000000	--	--	--
0,12	142000	260000	480000	880000	$1,74 \cdot 10^6$	$2,94 \cdot 10^6$	$5,75 \cdot 10^6$
0,14	98000	180000	330000	600000	$1,2 \cdot 10^6$	$2,01 \cdot 10^6$	$3,91 \cdot 10^6$
0,146	--	--	--	--	1000000	--	--
0,16	70500	130000	237000	436000	800000	$1,45 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$
0,18	52400	97000	178000	328000	600000	$1,085 \cdot 10^6$	$2,1 \cdot 10^6$
0,187	--	--	--	--	--	1000000	--
0,2	40600	75000	137000	251000	461000	840000	$1,62 \cdot 10^6$
0,24	--	--	--	--	--	--	1000000
0,25	23700	43300	79500	147000	269000	490000	900000

Затуха- ние сигнала	Интегральная величина сопротивления изоляционного покрытия $R_{\Sigma}$ , Ом·м <sup>2</sup> для диаметров трубопроводов, мм						
	мБ/м	620	720	820	920	1020	1220
0,3	15000	27800	50500	94000	172000	312000	580000
0,35	10400	19100	35000	64500	118000	217000	395000
0,4	7400	13800	25000	46500	85000	155000	285000
0,45	5500	10200	18800	35000	64000	117000	210000
0,5	4250	7900	14500	27000	49400	90500	163000
0,6	2700	5000	9200	17300	31400	57500	105000
0,7	1850	3400	6250	11800	21500	39500	71000
0,8	1330	2470	4520	8450	15500	28600	51000
0,9	1000	1840	3380	6300	11600	21200	38500
1	770	1420	2600	4840	8900	16500	29600
1,2	490	905	1660	3090	5630	10500	19000
1,4	335	620	1140	2100	3850	7050	13000
1,6	240	448	820	1520	2770	5050	9400
1,8	180	334	610	1140	2070	3800	7000
2	140	259	470	875	1600	2930	5400
2,5	82	150	270	500	915	1690	3120
3	55,5	95	174	319	581	1080	2000
3,5	40,8	67	120	218	400	740	1370
4	32	51	86	157	286	531	970
4,5	26	40,5	67	118	214	400	730
5	22	33,5	54	91	165	307	565
6	17,3	24,5	38	60,5	105	195	360
7	14,5	19,7	29	44,5	74	134	246
8	12,7	16,7	23	34,5	56	99	175
9	11,6	14,5	19,7	28	44	75	132
10	10,7	13	17,3	23,8	36	60	102
12	9,8	11,2	14	18,3	26	42	67
14	--	10,1	12,2	15,2	20,6	32	49,5
16	--	--	11	13,3	17,3	25,8	38,5
18	--	--	10,2	11,9	15	21,5	31,5
20	--	--	--	11	13,3	18,7	26
25	--	--	--	9,8	11	14,5	19
30	--	--	--	--	9,9	12,3	15,2
35	--	--	--	--	--	10	13,1
40	--	--	--	--	--	--	11,7
45	--	--	--	--	--	--	10,7
50	--	--	--	--	--	--	10,1

#### **4 Вычисление интегральной величины площади оголения металла**

Оценка интегральной величины площади оголения металла  $S_d$  подземного трубопровода на участке между любыми двумя точками измерений сигнала вычисляется по эмпирической формуле на каждом квадратном метре площади изоляционного покрытия участка трубопровода

$$S_d = k/R_n^2, \text{ мм}^2/\text{м}^2, \quad (2)$$

где  $k=1 \cdot 10^6, \text{ Ом}^2 \cdot \text{м}^2 \cdot \text{мм}^2$  – коэффициент пропорциональности;

$R_n^2$  – квадрат интегральной величины сопротивления изоляционного покрытия на площади 1-го квадратного метра,  $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$ .

Для каждого участка между двумя точками измерений сигнала по интегральным величинам сопротивлений изоляционных покрытий и вычисленным величинам интегральных площадей дефектов оценивают состояние изоляционного покрытия в соответствии с ниже изложенными критериями площади оголения металла.

#### **5 Критерии интегральной оценки площади дефектов в изоляционном покрытии подземных трубопроводов**

1. Покрытие **НЕ ИМЕЕТ ДЕФЕКТОВ**, если вычисленная величина площади дефектов в покрытии на поверхности  $1 \text{ м}^2$  имеет величину от  $0,01 \text{ мм}^2/\text{м}^2$  и менее.

2. Покрытие имеет **САМЫЕ МЕЛКИЕ ОДИНОЧНЫЕ ДЕФЕКТЫ**, если вычисленная величина площади дефектов в покрытии на поверхности  $1 \text{ м}^2$  находится в пределах величин выше  $0,01 \text{ мм}^2/\text{м}^2$  до  $0,16 \text{ мм}^2/\text{м}^2$ .

3. Покрытие имеет **МЕЛКИЕ ДЕФЕКТЫ В НЕБОЛЬШОМ КОЛИЧЕСТВЕ**, если вычисленная величина площади дефектов в покрытии на поверхности  $1 \text{ м}^2$  находится в пределах величин от  $0,16 \text{ мм}^2/\text{м}^2$  до  $4,0 \text{ мм}^2/\text{м}^2$ .

4. Покрытие имеет заметную **ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ ПЛОЩАДЬ ОГОЛЕНИЯ МЕТАЛЛА**, если вычисленная величина площади дефектов в

покрытии на поверхности  $1 \text{ м}^2$  находится в пределах выше величины  $4 \text{ мм}^2/\text{м}^2$  до  $400 \text{ мм}^2/\text{м}^2$ .

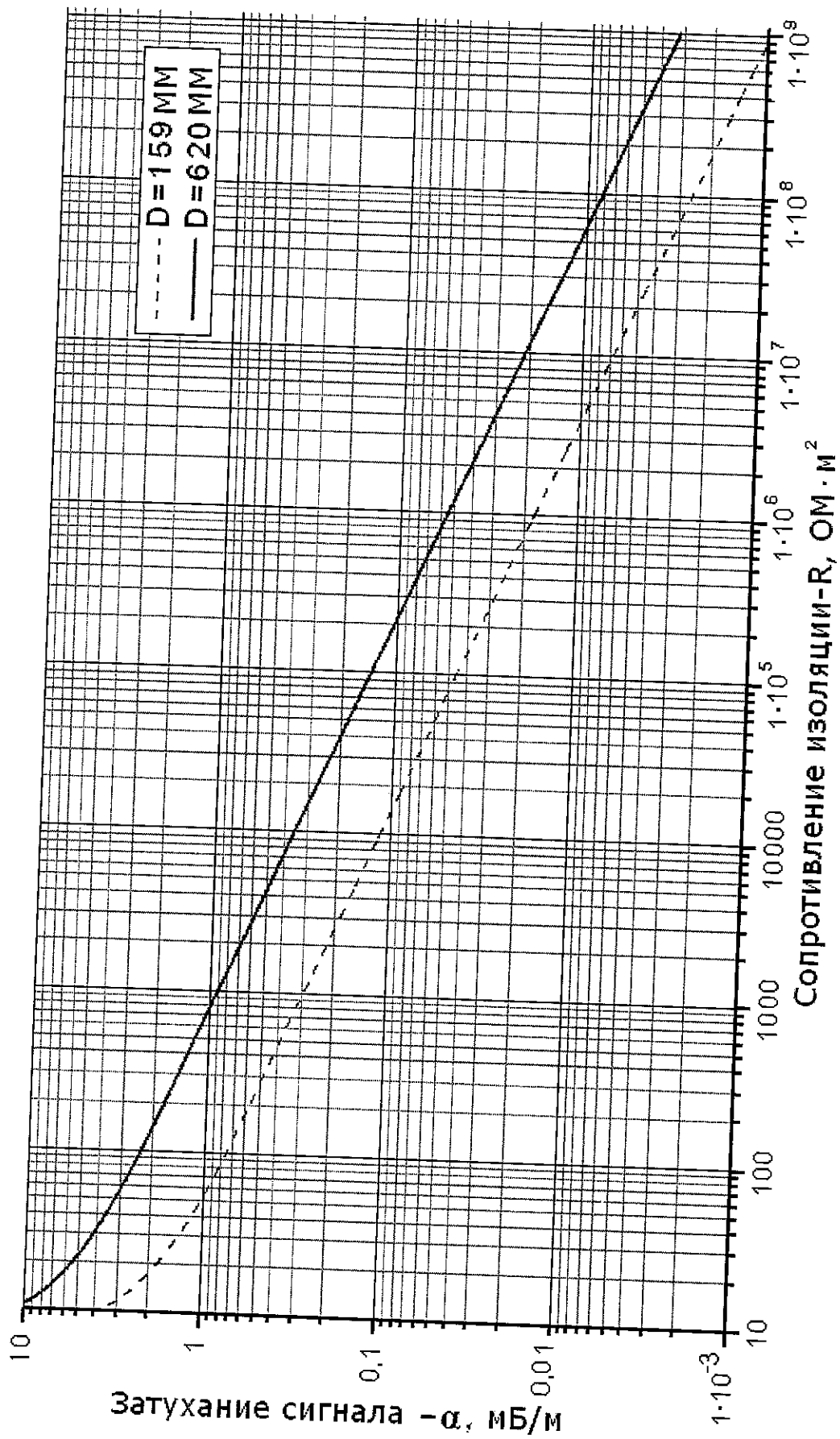
5. ПOKPЫTИE СИЛЬНО PАЗPУШЕНО, если вычисленная величина площади дефектов в покрытии на поверхности  $1 \text{ м}^2$  находится в пределах более величины  $400 \text{ мм}^2/\text{м}^2$  до  $40000 \text{ мм}^2/\text{м}^2$ .

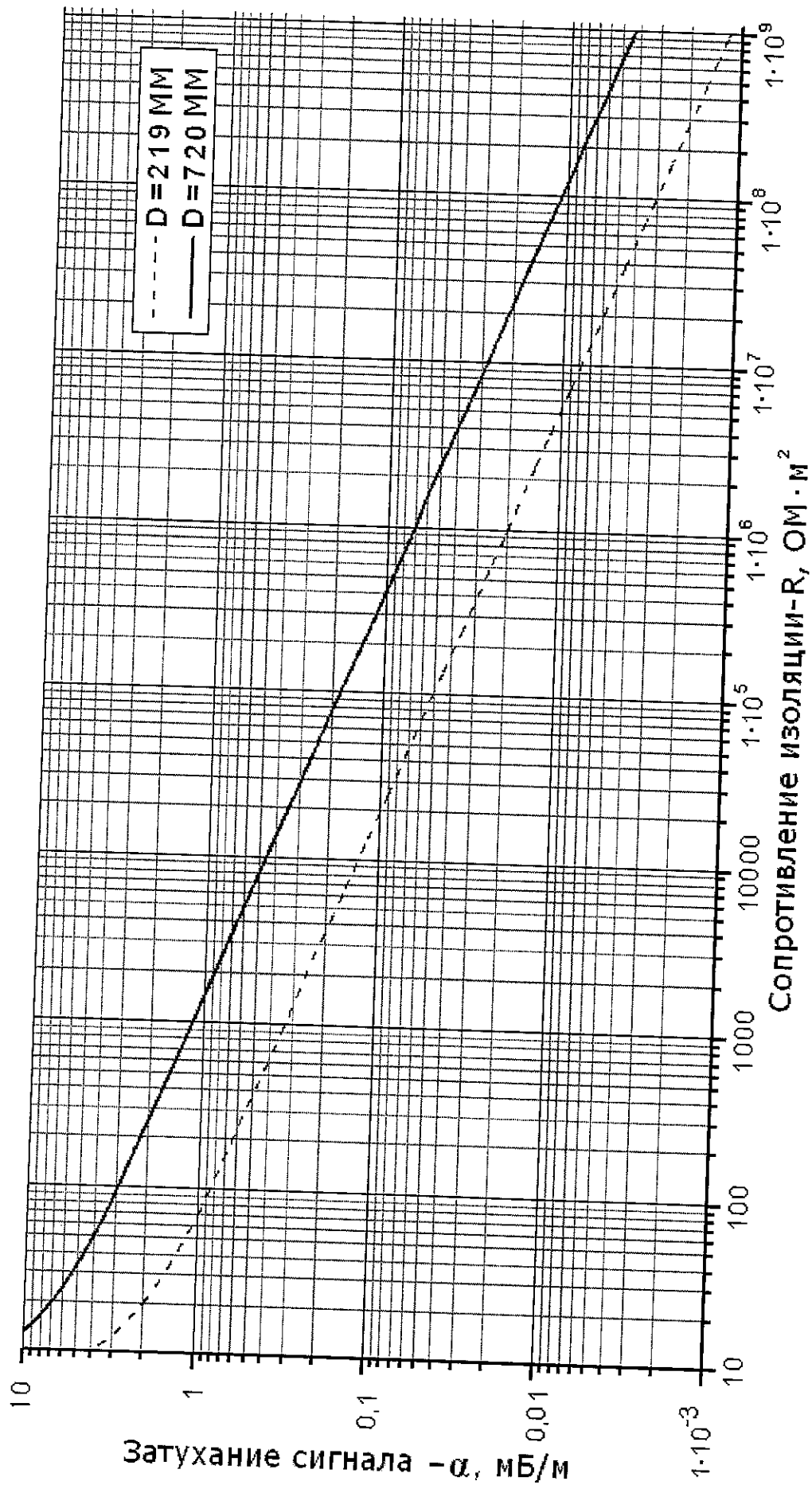
6. Имеются СЛЕДЫ ПOKPЫTИЯ, если вычисленная величина площади дефектов в покрытии на поверхности  $1 \text{ м}^2$  составляет выше  $40000 \text{ мм}^2/\text{м}^2$  и более.

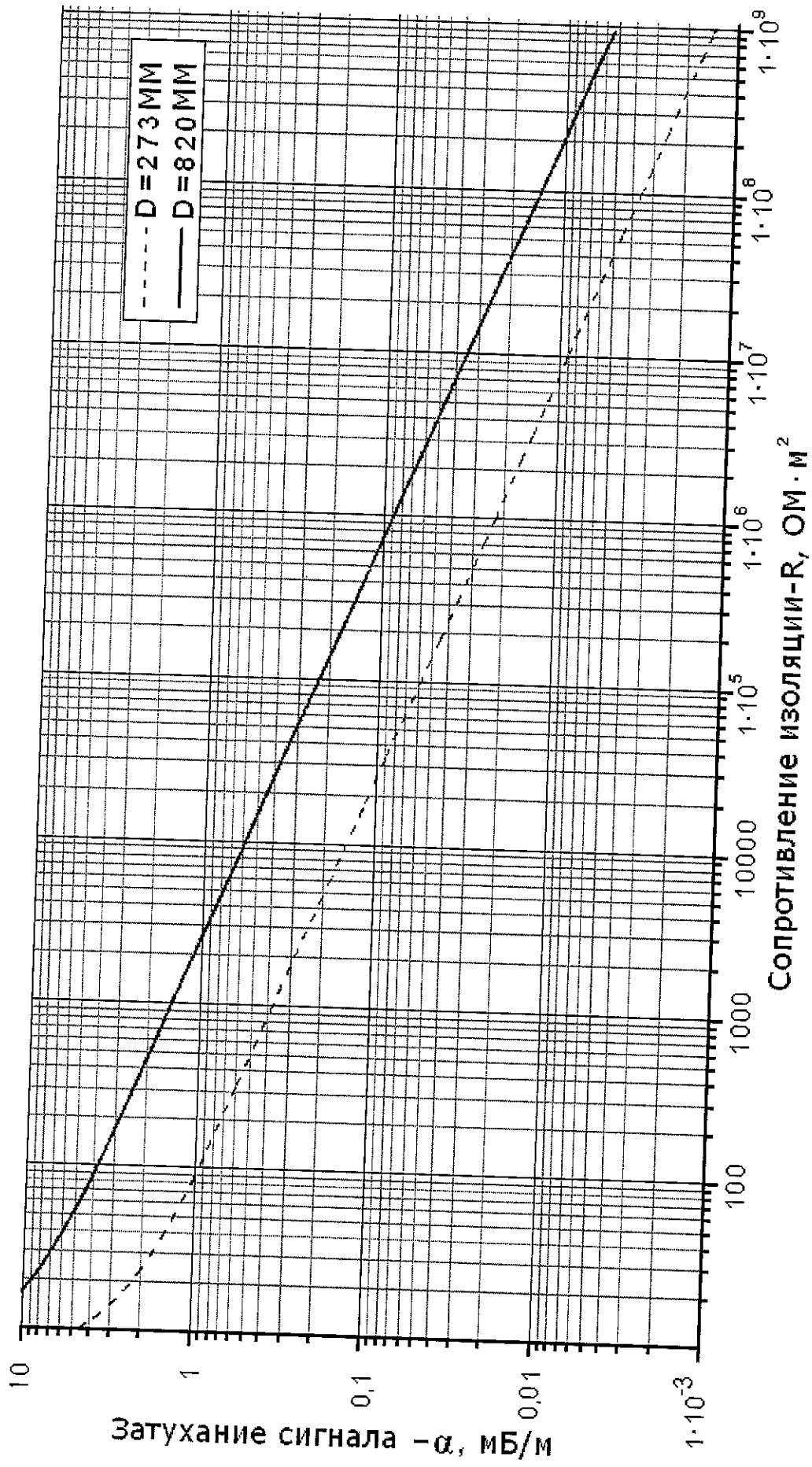


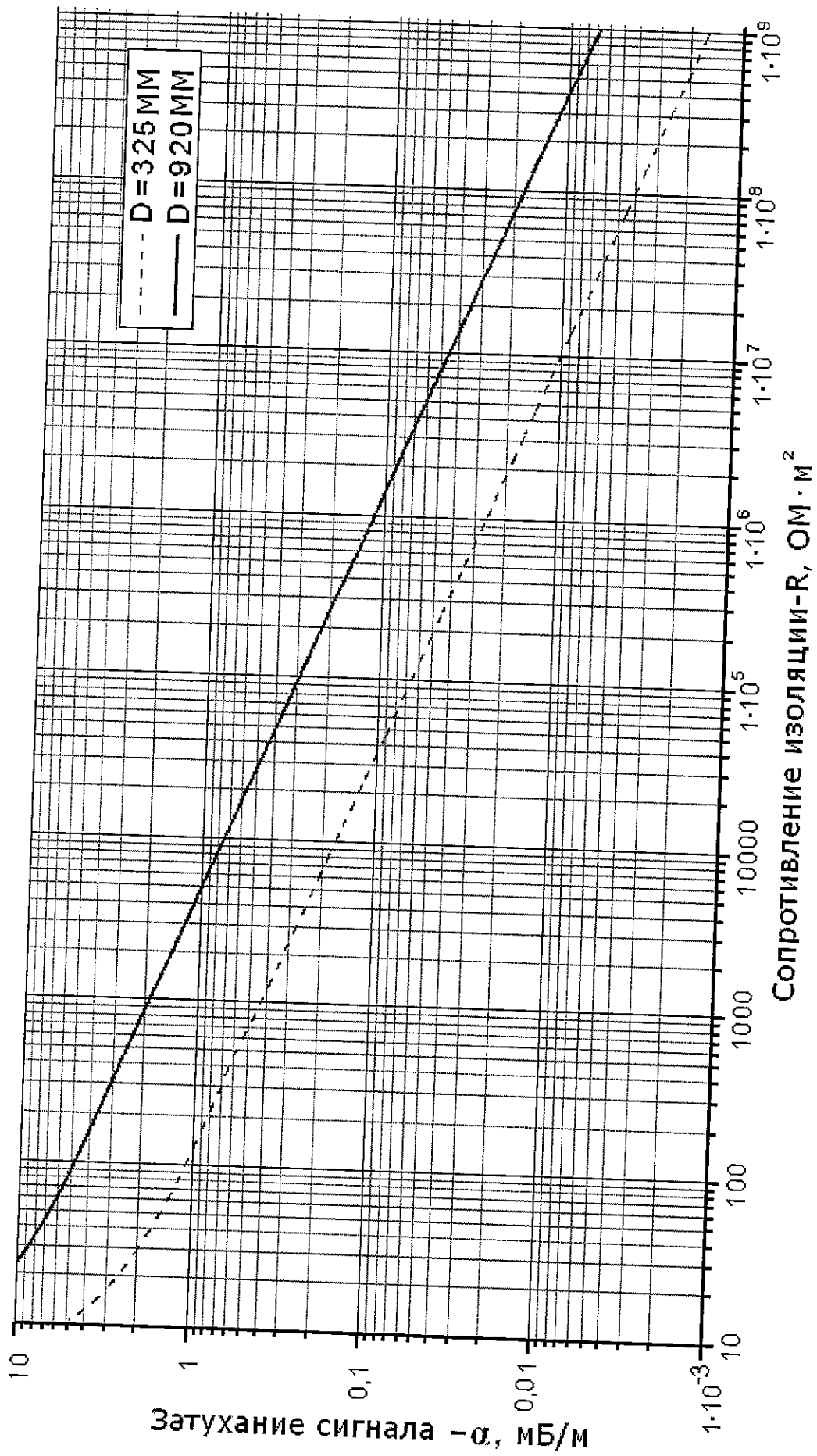
**Приложение Б**

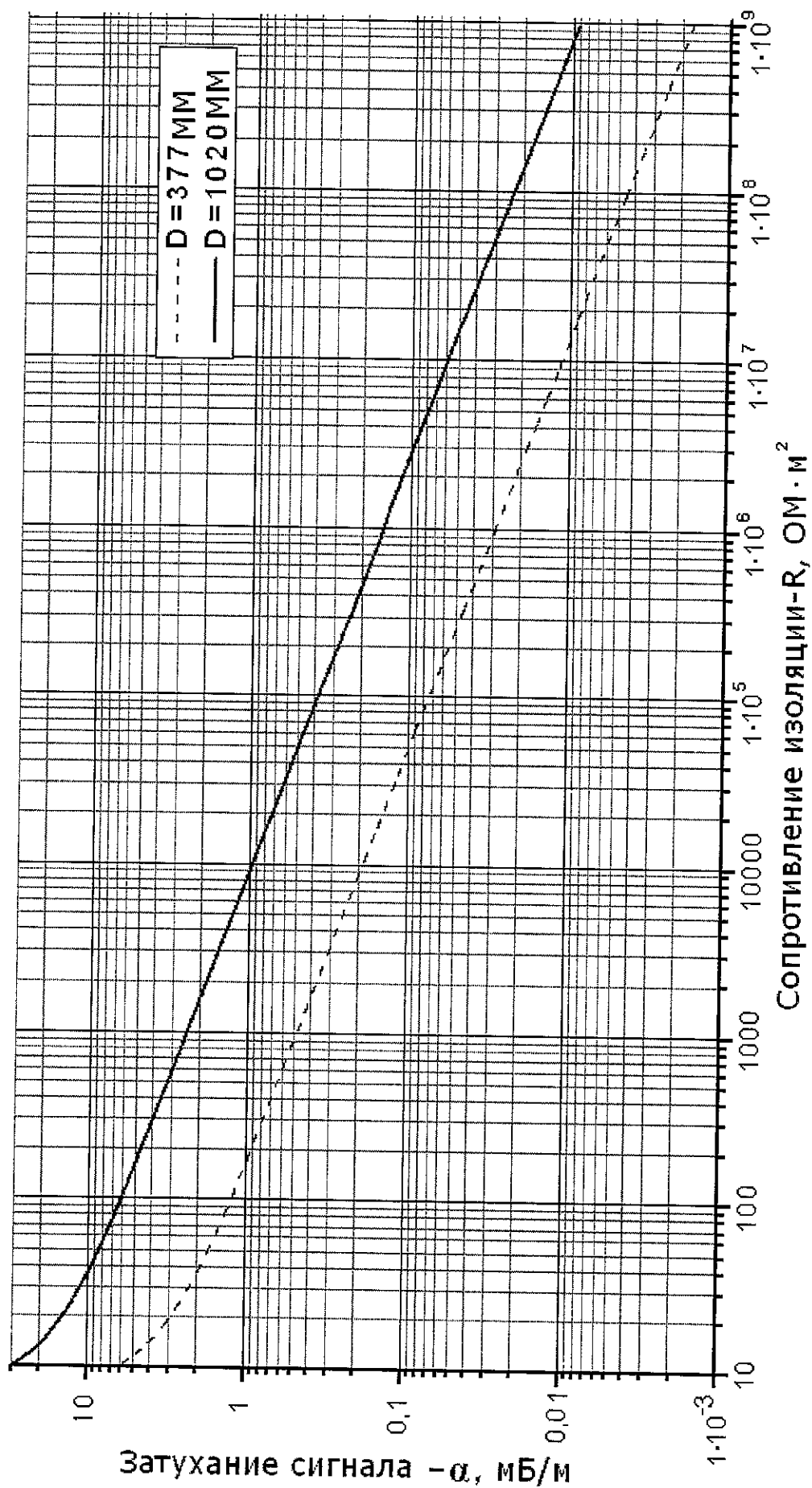
**АЛЬБОМ НОМОГРАММ  
для частоты сигнала генератора 280 Гц  
(от  $\varnothing 159$  мм до  $\varnothing 1420$  мм)**

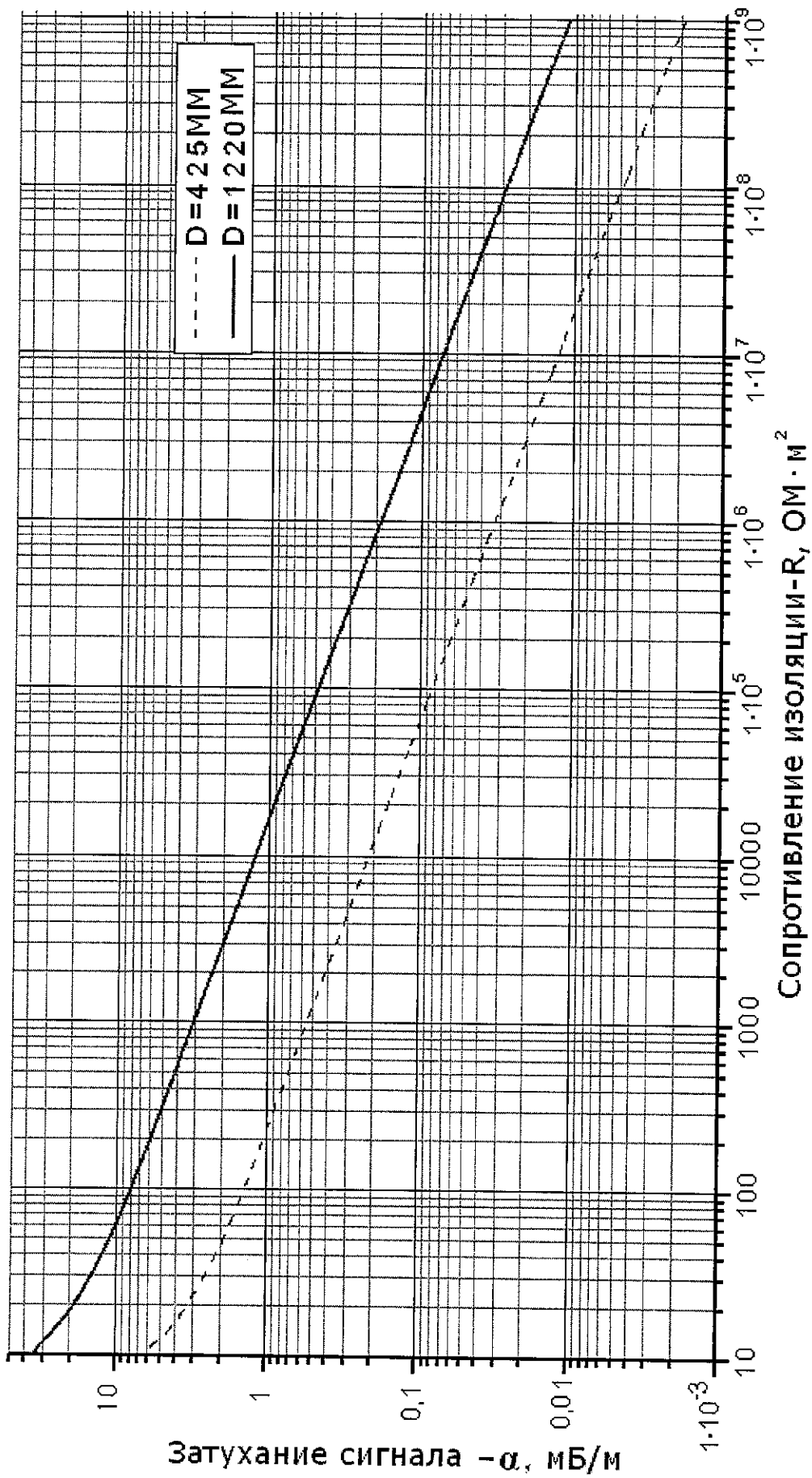


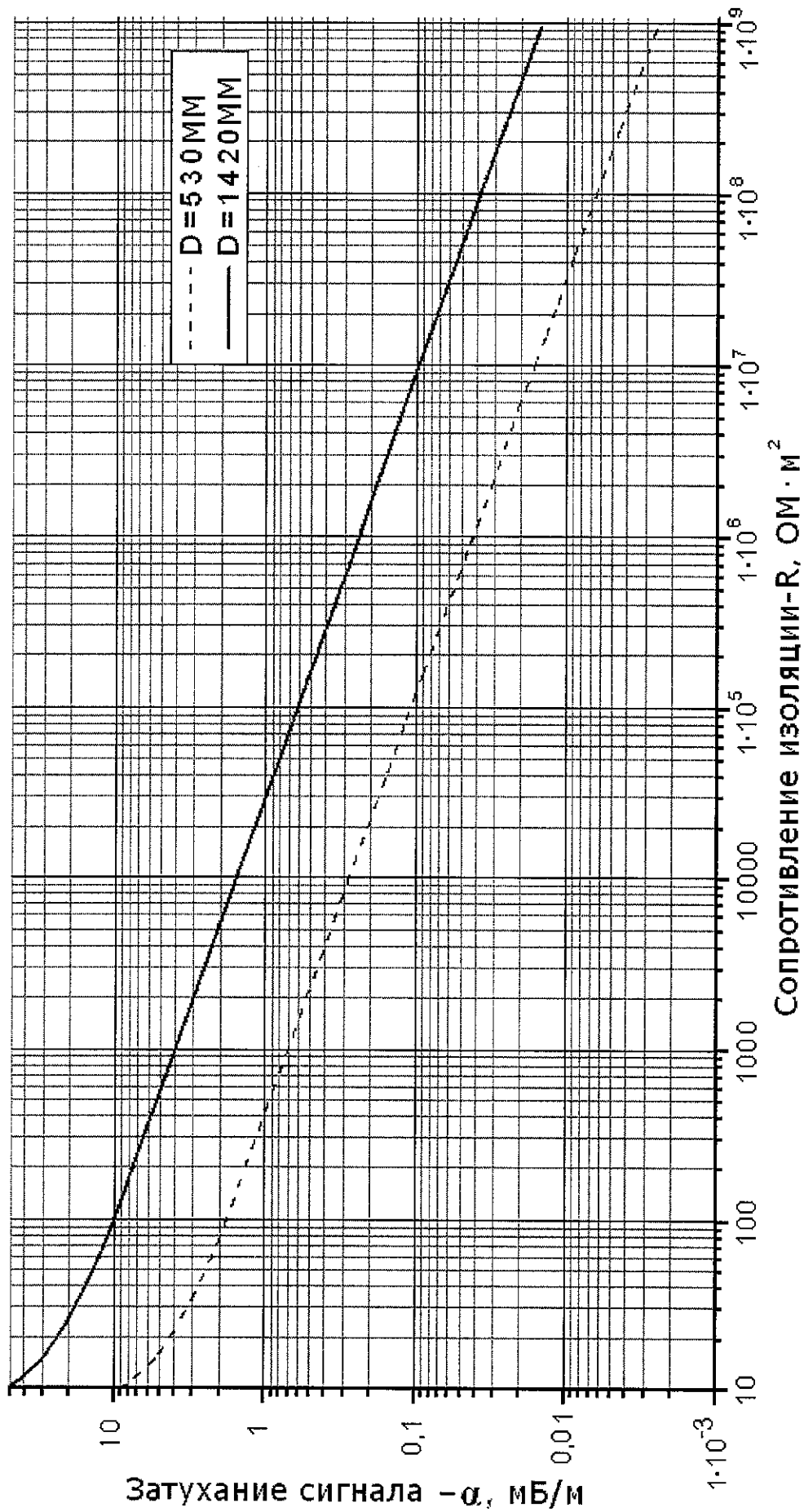














## **Приложение В**

### **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА**

**на приёмочное обследование защитных покрытий  
капитально отремонтированных, законченных строительством  
или реконструкций трубопроводов**

№ п/п	Технологический маршрут обследования трубопровода	Состав работ	Применяемые приборы и оборудование
1.	<p>Анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации обследуемого участка трубопровода, а также смежных участков сооружений.</p>	<p>Изучение документации представленной эксплуатирующей трубопровод организацией:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- месторасположение обследуемого участка трассы трубопровода;</li> <li>- данные о пересечениях с автомобильными и железными дорогами;</li> <li>- данные о пересечениях трубопровода с другими сооружениями (трубопроводами, кабели связи и высоковольтными линиями), а также параллельное следование этих сооружений обследуемому трубопроводу;</li> <li>- координаты подводных переходов, узлов запорной и регулирующей арматуры, контрольно-измерительных пунктов;</li> <li>- расположение средств электрохимической защиты трубопровода и соседних подземных металлических сооружений;</li> <li>- параметры трубопровода в том числе: <ul style="list-style-type: none"> <li>а) диаметр;</li> <li>б) толщина стенки трубы;</li> <li>в) марка стали;</li> <li>г) тип и конструкция изоляции трубопровода;</li> <li>д) температура транспортируемого продукта;</li> <li>е) глубина укладки трубопровода.</li> </ul> </li> <li>- даты окончания капитального ремонта изоляционных</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Персональный компьютер.</li> <li>- Фотоаппарат.</li> <li>- Оргтехника.</li> </ul>

№ п/п	Технологический маршрут обследования трубопровода	Состав работ	Применяемые приборы и оборудование
		<p>покрытий капитально отремонтированного или законченного строительства обследуемого участка трубопровода, протоколы (акты) испытания изоляции;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- данные об удельном электрическом сопротивлении грунта вдоль трассы и в местах оборудования анодных заземлений и протекторов (по проекту и по результатам измерений в процессе эксплуатации);</li> <li>- данные об источниках блуждающих токов: железных дорог, электрифицированных на постоянном токе, тяговых подстанций, координат пересечения, сближения и параллельного следования трубопровода с железной дорогой;</li> <li>- данные об источниках переменного тока: железных дорог, электрифицированных на переменном токе, линиях электропередач высокого напряжения, координат пересечения, сближения и параллельного следования трубопровода с этими источниками.</li> </ul>	
2.	Уточнение места прохождения оси трубопровода.	<p>Перед началом полевых работ выполняются следующие виды работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- изучение подъездных путей к трассе обследуемого трубопровода;</li> <li>- выявление и координирование труднопроходимых мест, заболоченных участков трассы;</li> <li>- определение оси трубопровода в начале и в конце непроходимых участков трассы, координирование этих мест.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Автомашина для перевозки.</li> <li>- СП.</li> <li>- Фотоаппарат.</li> </ul>

№ п/п	Технологический маршрут обследования трубопровода	Состав работ	Применяемые приборы и оборудование
3.	<p>Выгрузка из автомашины и подготовка к проведению работ приборов, инструментов, материалов, погрузка их в автомашину по завершению работ.</p>	<p>Перед началом производства полевых работ выполняются следующие виды работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– выгрузка из автомашины приборов и оборудования;</li> <li>– проверка работоспособности приборов и оборудования в соответствии с инструкцией по эксплуатации;</li> <li>– проверка и работоспособности оснастки, вспомогательного оборудования.</li> </ul> <p>Доставка членов диагностической бригады, диагностического и вспомогательного оборудования, приборов, технологической оснастки и других грузов к месту производства полевых работ и обратно к месту базирования бригады производится с использованием автотранспортных средств.</p> <p>Движение на автомашине по вдольтрассовым дорогам проводится с соблюдением правил, действующих в ОАО «Газпром».</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Автомашина для перевозки.</li> <li>– Стендовое оборудование для проверки работоспособности диагностического комплекса «Орион-3М».</li> <li>– Ремонтный набор инструментов.</li> </ul>
4.	<p>Измерение сплошности изоляционного покрытия трубопровода с нахождением дефектов бесконтактным методом (комплексом «Орион-3М»).</p>	<p>Технологический процесс обследования трубопровода в полевых условиях производится оператором в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перед началом обследования подключить генератор «Орион-ГП» к КИП. Отрицательную клемму генератора подсоединить к омическому контакту трубопровода, выведенному на КИП, а положительную клемму – к заземлению. Заземление установить в перпендикулярном</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Диагностический комплекс серии «Орион-3М».</li> <li>– Поисковый генератор «Орион-ГП».</li> <li>– Ручные радиостанции.</li> <li>– СП.</li> </ul>

№ п/п	Технологический маршрут обследования трубопровода	Состав работ	Применяемые приборы и оборудование
		<p>направлении от трубопровода на расстоянии не менее 50 м от КИП. Мощность генератора выбрать таким образом, чтобы в 80-100 метрах от места его подключения сигнал был на уровне 800...1500 единиц показаний «Орион-ГП»;</p> <p>– после подключения генератора к КИП: разместить комплекс «Орион-3М» (далее комплекс) на спине, запустить программу его работы, подойти к километровому столбу (КС), создать файл, присвоить ему имя и спозиционироваться над осью трубопровода у КС. Измерить базовое расстояние от нижнего датчика комплекса до поверхности земли (далее база), которое занести в полевой компьютер вместе с именем оператора. База измеряется и заносится в компьютер каждый раз, когда меняется оператор;</p> <p>– запустить СП. После получения устойчивого сигнала от спутников, надеть наушники и начать движение по трассе трубопровода;</p> <p>– при приближении к внешним объектам (ЛЭП, автодороге, железной дороге, ручью, пашне и т.д., пересекаемых трассой трубопровода) внести в компьютер отметку с указанием кода пересечения и текстовым комментарием;</p> <p>– обследование трассы трубопровода проводить от известного КС до следующего известного КС;</p> <p>– по завершению прохождения участка трассы проконтролировать качество отснятой информации с помощью программы контроля файлов. Эта программа автоматически определяет качество отснятой информации и</p>	<p>– Фотоаппарат.</p> <p>– Технологическая оснастка для заземления поискового генератора «Орион-ГП».</p> <p>– Автомобильный аккумулятор напряжением 12 В типа 6СТ не емкостью менее 65А·ч для питания поискового генератора «Орион-ГП».</p> <p>– Запасные батареи для полевого компьютера.</p> <p>– Средство для перемещения по воде.</p>

№ п/п	Технологический маршрут обследования трубопровода	Состав работ	Применяемые приборы и оборудование
		<p>выдает причины неудовлетворительных результатов. При неудовлетворительных результатах, выявленных программой, включая отклонение от оси более чем на один метр без обоснованных причин, повторно пройти трассу.</p> <p>По завершению полевых работ и предоставлению отчета, заказчик вправе произвести выборочные вскрытия с целью проверки результатов обследования. Разбивку точного места вскрытия трубопровода на указанных заказчиком участках трубопровода, проводится бригадой диагностов исполнителя полевых работ. Результаты вскрытия и обследования состояния изоляционного покрытия в шурфах оформляются актом, который подписывается представителями заказчика и исполнителя и утверждается главным инженером структурного подразделения ОАО «Газпром», где проводились диагностические работы.</p>	
5.	Интегральная оценка сопротивления изоляционного покрытия.	<p>Базовой информацией для расчёта интегрального сопротивления изоляционного покрытия служит первичная информация, сформированная в цифровом виде в ходе выполнения полевых работ и представленная в электронном виде.</p> <p>Расчёт интегрального сопротивления изоляционного покрытия проводится с использованием программы камеральной обработки результатов полевых работ (далее программа). При расчёте и оценке величины интегрального сопротивления изоляционного покрытия программой используются формулы и номограммы из «Методики оценки состояния защитных покрытий капитально отремонтированных, законченных</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Стационарный компьютер.</li> <li>- Программа камеральной обработки данных полевых работ.</li> <li>- Принтер.</li> <li>- Канцелярские принадлежности.</li> </ul>

№ п/п	Технологический маршрут обследования трубопровода	Состав работ	Применяемые приборы и оборудование
		<p>строительством или реконструкцией трубопроводов с использованием диагностического комплекса «Орион-3М», утверждённой ОАО «Газпром» (далее Методика).</p> <p>После камеральной обработки формируются следующие данные:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– интегральное сопротивление Ом·м<sup>2</sup>;</li> <li>– интегральная площадь сквозных дефектов (мм<sup>2</sup>/м<sup>2</sup>);</li> <li>– остаточный ресурс (лет);</li> <li>– координаты месторасположения участков трубопровода, имеющих различные значения интегрального сопротивления изоляционного покрытия.</li> </ul>	
6.	<p>Проезд на автомашине вдоль трассы трубопровода в процессе выполнения технологических операций при его обследовании.</p>	<p>Автотранспортное обеспечение полевых работ возлагается на водителя диагностической бригады, который выполняет следующие виды работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– доставляет членов бригады к местам производства работ и базирования, обеспечивает радиосвязь с оператором;</li> <li>– подключает генератор «Орион-ГП» к КИП и устанавливает его заземление;</li> <li>– регулирует мощность генератора по указанию оператора;</li> <li>– отключает генератор «Орион-ГП» по команде оператора, осуществляет погрузку генератора «Орион-ГП» в автомашину и перевозку к новому объекту подключения в соответствии с указанием оператора.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Автомашина для перевозки.</li> <li>– Радиостанция.</li> </ul>
7.	<p>Анализ материалов обследования,</p>	<p>При анализе материалов, полученных после камеральной обработки, выполняются следующие виды работ:</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Стационарный компьютер.</li> </ul>

№ п/п	Технологический маршрут обследования трубопровода	Состав работ	Применяемые приборы и оборудование
	оформление технического отчета и разработка рекомендаций по результатам обследования трубопровода.	<p>– осуществляется градация участков обследованного трубопровода по величине интегрального сопротивления изоляционного покрытия в соответствии с требованиями таблицы № 2 раздела 5 «Критериальные основы оценки состояния защитных покрытий трубопроводов» Методики;</p> <p>– анализируются и определяются координаты и протяжённость участков обследованного трубопровода, имеющие отличительную категорию качества изоляции в соответствии с таблицей № 2. Результаты анализа оформляются в табличной форме, согласованной проектом производства работ;</p> <p>– проводится оценка состояния и эффективности изоляционных покрытий на обследованных участках трубопровода в соответствии с требованиями раздела 7 Р Газпром 9.4-013-2011 «Контроль состояния и оценки эффективности защитных покрытий подземных газопроводов».</p>	<p>– Программа камеральной обработки.</p> <p>– Принтер.</p>
8.	Составление заключения по комплекту документации: до 200 листов.	<p>Оформляется технический отчёт по результатам обследования трубопровода. Структура и форма отчёта предварительно согласовывается с заказчиком в рамках проекта производства работ.</p> <p>Проводится заключение о качестве изоляционного покрытия капитально отремонтированных, законченных строительством или реконструкцией трубопроводов. Рассчитывается остаточный ресурс изоляционного покрытия.</p>	<p>– Стационарный компьютер.</p> <p>– Принтер.</p> <p>– Канцелярские принадлежности.</p>



№ п/п	Технологический маршрут обследования трубопровода	Состав работ	Применяемые приборы и оборудование
9.	Передача заключения (сертификата соответствия противокоррозионной защиты) заказчику и надзорным органам.	Заказчику вместе с отчётом передаётся техническое заключение о качестве изоляционного покрытия на капитально отремонтированные или на вновь вводимые в эксплуатацию трубопроводы, на соответствие их требованиям Р Газпром 9.4-013-2011 «Контроль состояния и оценки эффективности защитных покрытий подземных газопроводов».	

## **Библиография.**

- [1] ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- [2] ВРД-39.1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов, ООО «Газпром», Москва, 2001 г.
- [3] ВРД 39-1.10-026-2001 Дополнение к «Методике оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов», НИИИН МНПО «Спектр», НПО «Техносфера-МЛ», 2011 г.
- [4] Р Газпром 9.4-013-2011 Защита от коррозии. Контроль состояния и оценка эффективности защитных покрытий подземных трубопроводов, Москва, 2010г.