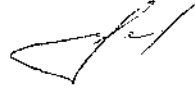


На правах рукописи



УДК 622.691.4.04.14:620.693/197



00348432 1

МЕРКУРЬЕВА ИРИНА АНАТОЛИЕВНА

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ
ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

26 НОЯ 2009

Ухта – 2009

Работа выполнена в филиале Общества с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий»
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»-«Севернипигаз» и ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Научный руководитель: кандидат технических наук
Агиней Руслан Викторович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Кучерявый Василий Иванович

кандидат технических наук
**Маматкулов Абдуманно
Абдугаффарович**

Ведущая организация: ОАО «Северные магистральные
нефтепроводы»

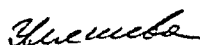
Защита состоится 17 декабря 2009 г. в 14⁰⁰ часов на заседании диссертационного
совета Д 212.291.02 в Ухтинском государственном техническом университете по
адресу: 169300, г. Ухта, Республика Коми, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного
технического университета.

Автореферат размещен на интернет-сайте Ухтинского государственного техническ
го университета www.ugtu.net в разделе «Диссертационный совет»

Автореферат разослан 14 ноября 2009 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук, доцент



Н.М. Уляшева

Общая характеристика работы

Актуальность темы. В период с 1960 по 1970 годы в нашей стране интенсивными темпами построена разветвленная сеть трубопроводов диаметром 1220-1420 мм, изолированных от почвенной коррозии полимерными лентами трасового нанесения и покрытиями на основе битума, армированного стеклохолстом.

В процессе эксплуатации стало очевидным, что данные покрытия из-за несовершенной технологии нанесения и низких показателей механической прочности на ряде участков газопроводов утратили свою работоспособность.

Применяемые в настоящее время электрометрические методы, оценивающие защитные свойства изоляции, оказались неэффективны применительно к ленточным покрытиям и связанной с ними проблеме т.н. подленочной коррозии. При этом возникает необходимость в совершенствовании известных методов, что позволило бы эффективнее выявлять наиболее поврежденные участки нефтегазопроводов с целью коррозионного мониторинга и выборочного ремонта покрытия.

Сегодня широкое применение при реконструкции и в новом строительстве нефтегазопроводов большого диаметра получили трубы с покрытием из экструдированных в заводских условиях полимерных материалов. Такие покрытия более совершенны, но, как показывает опыт, и они повреждаются в условиях хранения, транспортировки, монтажа и эксплуатации труб.

Для диагностирования заводских покрытий разработан ультразвуковой (УЗ) эверберационный метод, однако он выявляет повреждения при расположении датника с наружной поверхности трубы, что не позволяет эффективно применять метод для контроля труб хранящихся в штабеле и рекомендовать метод для реализации в оставшемся внутритрубном диагностическом комплексе.

Это предопределяет необходимость совершенствования методов оценки технического состояния изоляционных покрытий.

Работа базируется на результатах научных работ многих ученых и исследователей, среди которых: Н.П. Алешин, В. Бекман, И.Ю. Быков, Л.И. Быков, Л.М. Бреховских, А.Г. Гумеров, Г.А. Воробьева, И.Н. Ермолов, О.М. Иванцов, Ф.М. Мустафин, А.Е. Полозов, В.Н. Протасов, И.Л. Розенфельд, Ю.А. Теплинский, В.В. Харионовский, В. Швенк и др.

Цель работы. Развитие методов контроля изоляционных покрытий подземных трубопроводов, выявляющих повреждения с поверхности земли и при помощи внутритрубных дефектоскопов.

Задачи исследования:

1. Обосновать критерии выявления сквозных повреждений в покрытии с учетом условий измерения и параметров катодной защиты.
2. Разработать способы определения местоположения повреждения покрытия на трубопроводе.
3. Разработать методику прогнозирования дефектообразования покрытий.
4. Разработать ультразвуковую методику и критерии выявления повреждений заводских покрытий внутри трубопровода для возможности ее применения на трубах сложенных в штабель, а также в составе внутритрубного диагностического комплекса.
5. Реализовать методику ультразвукового контроля заводского покрытия трубы на промышленном объекте.
6. Оценить экономическую целесообразность и эффективность разработанных решений.

Научная новизна:

- Доказано, что площадь эквивалентного повреждения покрытия $S_{\text{пов}}$, определяемая по результатам электроизмерений зависит от условий измерения и параметров работы катодной защиты и может быть установлена из выражения:

$$S_{\text{пов}} = \varphi \Delta U / \left(\frac{\rho}{2\pi} \left[\frac{1}{h} - \frac{1}{(h^2 + y^2)^{1/2}} \right] \left[\frac{I_1 a_1}{2\pi(x_1^2 + a_1^2)^{3/2}} + \frac{I_2 a_2}{2\pi(x_2^2 + a_2^2)^{3/2}} \right] \right),$$

где φ – эмпирический коэффициент, определяемый по результатам контрольных шурфований для данного типа покрытия и диаметра трубопровода; ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м; h – глубина залегания повреждения, y – расстояние между электродами сравнения, м; x_1, x_2 – расстояние от места подключения установок катодной защиты к газопроводу до места измерения; a_1, a_2 – минимальные расстояния от анодных заземлителей УКЗ до газопровода; I_1, I_2 – сила тока на выходе УКЗ.

- Моделированием установлено, что при трехэлектродной схеме измерения градиентов потенциала на многоиточной системе трубопроводов, градиент, характеризующий повреждение исследуемого трубопровода, определяется вычитанием измеренных градиентов.

- Впервые для определения местоположения повреждения на трубопроводе, при электрометрических измерениях предложен коэффициент неоднородности по катодного тока.

- Впервые расчетным путем установлены и подтверждены на лабораторных бразцах критерии ультразвуковой реверберационной методики при проведении онтроля со стороны металла труб при возможном изменении его толщины.

Основные защищаемые положения:

- Методика учета условий измерения и параметров катодной защиты при интерпретации результатов выявления повреждений покрытия электроизмерениями;
- Способы определения местоположения дефекта покрытия по окружности трубопровода;
- Методика адаптации линейных координат электроизмерений к координатам геолого-инженерных изысканий для точного установления места повреждения покрытия;
- Методика прогнозирования дефектообразования покрытия трубопроводов;
- Критерии ультразвуковой реверберационной методики диагностирования покрытия при контроле со стороны металла трубы.

Практическая ценность работы заключается в развитии дистанционных методов выявления повреждений покрытия длительно эксплуатируемых трубопроводов потенциально опасных для коррозионного состояния металла трубы, а также в разработке ультразвуковой методики контроля заводских покрытий, адаптированной для контроля прикромочных областей покрытия труб сложенных в штабель. Установленные критерии УЗ методики являются предпосылками для разработки внутритрубных снарядов нового поколения, способных оценивать состояние покрытия.

Методика ультразвукового контроля реализована при освидетельствовании заводского покрытия более чем двух тысяч труб ненормативного хранения, предназначенных для газификации Камчатской области. В результате внедрения установлена возможность использования труб для строительства газопроводов, предложены наиболее эффективные способы ремонта повреждений покрытия.

По результатам выполненных исследований разработан и утвержден Стандарт организации «Газпром трансгаз Ухта» СТО 00159025-60.30.21-21.1.2007 «Методика акустического контроля покрытий с внутренней поверхности труб». Стандарт введён 20.12.2007 г. и применяется на объектах ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: 7-ой Международной научно-технической конференции «Новые материалы и технологии в машиностроении», Брянск, 2007 г.; II Междуна-

родной конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (Г. 2007), ООО «ВНИИГАЗ», г. Москва, 2007 г.; Международной конференции «Целостность и прогноз технического состояния газопроводов» (PITSO-2007), ООО «ВНИИГАЗ», г. Москва, 2007 г.; Международной молодежной научно-технической конференции «Севергеозкотех», УГТУ, г. Ухта, 2008, 2009 гг.; Конференции сотрудников и преподавателей УГТУ, г. Ухта, 2008, 2009 гг.; В XV научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ООО «ТюменьНИИгазпрогаз» «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири – 2008», г. Тюмень 2008 г.; Научно-технических семинарах кафедры ПЭМГ Ухтинского государственного технического университета в 2008, 2009 гг.; «Рассохинских чтениях», посвященных памяти профессора Г.В. Рассохина, УГТУ, г. Ухта, 2009 г. 3-й Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы трубопроводного транспорта Западной Сибири», ТюмГНГУ, г. Тюмень, 2009 г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 11 работ, из них 6 - в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК России.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и библиографического списка. Содержит 160 страниц текста, 6 рисунков, 18 таблиц, список литературы из 130 наименований.

Содержание работы

Во введении обоснованы актуальность и значимость выбранной темы, степень ее разработанности, охарактеризованы научно-методические пути ее решения.

В первой главе «Анализ состояния средств и методов выявления повреждений изоляционных покрытий подземных трубопроводов» проанализированы факторы, приводящие к дефектообразованию покрытий длительно эксплуатируемых трубопроводов, выполненных из полимерных лент и битумных материалов. Автором они разделены на три группы: грунтовые условия, что связано с изменением свойств грунтов в процессе строительства и естественными изменениями теплового режима (циклическое влагонасыщение и высыхание, замерзание и оттаивание грунтов, оползневые процессы); электрохимическая защита, которая контролирует явление катодного отслаивания, при этом интенсивность последнего зависит от длительности поляризации, плотности тока и физико-химических свойства грунта

качество строительства, зависящее от характеристики материала покрытия, его конструкции, технологии и качества нанесения, времени от момента нанесения покрытия до засыпки трубопровода, конструкции балластировки и особенностей ее взаимодействия с покрытием на трубе.

На основе анализа данных идентификации повреждений покрытия установлено, что все повреждения наиболее массового типа покрытия труб из полимерных лент можно разделить на три группы: сквозные повреждения; отслаивания и сдвиг покрытия.

Рассмотрены электрометрические (ЭМ) методы диагностирования покрытий длительно эксплуатируемых трубопроводов, теоретическую основу которых заложили ученые ФРГ Вальтер фон Бекман (Рургаз АГ), Вильгельм Швенк (институт Маннесман), в частности метод интенсивных электроизмерений. Однако методу присущ ряд недостатков, который не позволяет эффективно его использовать при коррозионном мониторинге трубопроводов, а именно: низкая точность определения площади повреждения покрытия, недостаточная разработанность методик определения местоположения повреждения по окружности трубы, низкая приспособленность метода для контроля многониточных трубопроводов. Это снижает информативность и ценность полученных измерений при назначении ремонтных мероприятий.

Исследованиями Ю.А. Теплинского и И.Ю. Быкова установлено, что во время транспортировки, хранения и монтажа труб с заводским покрытием, последние также подвергаются воздействию негативных факторов, приводящих к сдвигу и отслаиванию кромок покрытия. Специалистами филиала института ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ»-«Севернипигаз» разработан и запатентован метод УЗ диагностирования заводского покрытия труб. Метод работает только при установке УЗ датчика со стороны покрытия, что не позволяет диагностировать трубы, сложенные в штабель при их хранении и предложить метод для применения в составе внутритрубного ультразвукового комплекса.

Таким образом, для обеспечения безаварийной эксплуатации трубопроводов и назначения ремонтных мероприятий, необходима разработка эффективных методов диагностирования изоляционного покрытия, что и являлось целью работы.

Во второй главе «Совершенствование методик по прогнозированию повреждений в покрытиях трубопроводов» автором показано, что при ЭМ измерениях разность потенциалов между двумя электродами сравнения для повреждения покрытия круглой формы (при условии $D < t$; y) определяется выражением:

$$\Delta U = \varphi_2 - \varphi_1 = \frac{I\rho}{2\pi} \left[\frac{1}{t} - \frac{1}{(t^2 + y^2)^{\frac{1}{2}}} \right], \quad (1)$$

где D – диаметр повреждения, м; ΔU – разность потенциалов (градиент), мВ; I – сила тока в месте измерения, А; ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м; t – глубина повреждения от поверхности земли, м; y – расстояние между электродами сравнения, м (рис. 1).

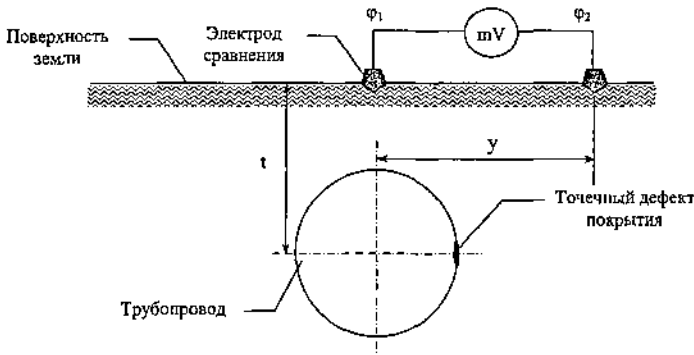


Рис. 1. Схема измерения поперечного градиента потенциалов при определении площади повреждения покрытия

Из формулы (1) следует, что ΔU зависит от силы тока в месте измерения, удельного электрического сопротивления грунта, глубины прокладки трубопровода, расстояния между электродами сравнения. Очевидно, что из двух значений градиента потенциала, характеризующих одинаковые по площади повреждения покрытия, большее значение будет иметь величина, фиксируемая ближе к точке подключения катодной защиты к трубопроводу и при большем значении тока на выходе катодной станции. Для элиминирования указанной погрешности, оценку повреждения покрытия, выполняют с учетом потенциала трубы при включенных и выключенных станциях защиты, однако это усложняет проведение измерений.

Для расчета площади повреждения по результатам измерения градиентов потенциала автором введено понятие коэффициента пропорциональности ϕ и параметра k учитывающего условия измерения и работу средств ЭХЗ в месте измерения:

$$S_{\text{пов}} = \Delta U \phi / k \quad (2)$$

где ϕ – безразмерный коэффициент, определяемый по результатам контроля шурфований для данного типа покрытия и диаметра трубопровода;

$$k = r \cdot j \quad (3)$$

где r - сопротивление грунта на участке измерения, Ом; j - плотность натекающего в повреждение тока, A/m^2 .

Для определения сопротивления r , преобразуем выражение (1), перенеся параметры среды в правую часть, а параметры, зависящие от работы СКЗ - в левую:

$$r = \frac{\Delta U}{I} = \frac{\rho}{2\pi} \left[\frac{1}{t} - \frac{1}{(t^2 + y^2)^{1/2}} \right]. \quad (4)$$

Тогда выражение (2) с учетом (3) и (4), при расположении участка трубопровода между двумя станциями катодной защиты, примет вид:

$$S_{\text{пов}} = \phi \Delta U / \left(\frac{\rho}{2\pi} \left[\frac{1}{t} - \frac{1}{(t^2 + y^2)^{1/2}} \right] \left[\frac{I_1 a_1}{2\pi(x_1^2 + a_1^2)^{3/2}} + \frac{I_2 a_2}{2\pi(x_2^2 + a_2^2)^{3/2}} \right] \right) \quad (5)$$

Для примера на рис. 2 представлены результаты измерения параметров и расчета площади повреждения покрытия на участке МГ, км 14,7-18,7 при $\phi = 1,05 \cdot 10^{-2}$.

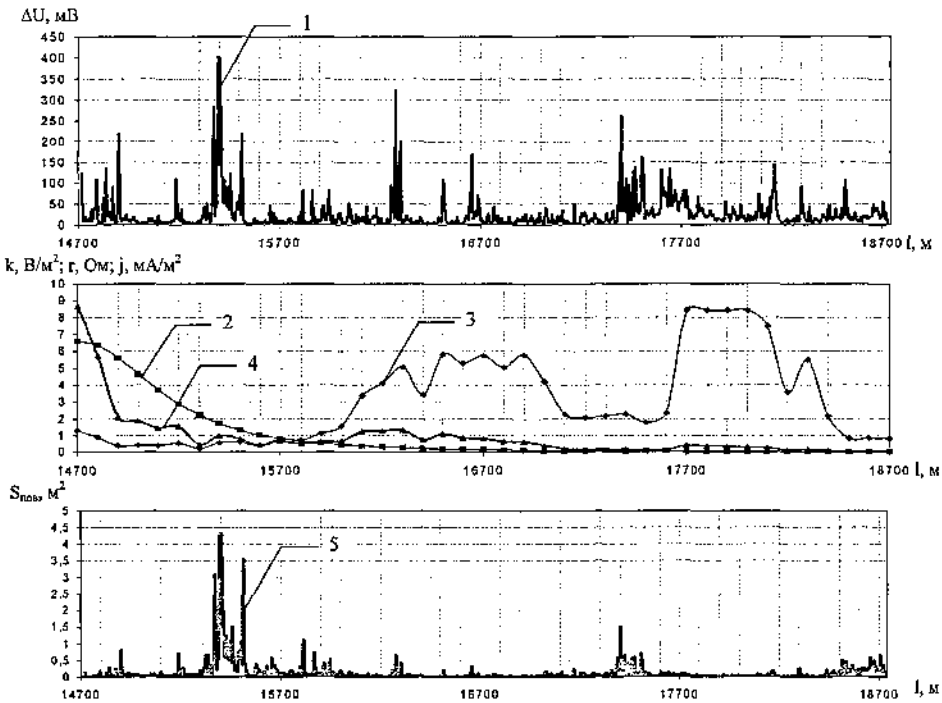


Рис. 2. Зависимости измеряемых и расчетных параметров на участке газопровода МГ, км 14,7-18,7: 1 – градиент потенциалов, 2 – расчетная плотность тока, j , 3 – электрическое сопротивление грунта, r ; 4 – параметр k ; 5 – расчетная площадь повреждений покрытия, $S_{\text{пов}}$.

Для учета тока, натекающего на параллельно проложенный трубопровод, работаем модель, которая обладает следующими характеристиками (рис. 3): точечные сквозные повреждения расположены на средней образующей параллельно проложенных трубопроводов, обращенной к общему анодному заземлению их системы катодной защиты; изоляционное покрытие непроницаемо для электрического тока; сторонние источники и потребители тока отсутствуют; грунт однороден и изотропен.

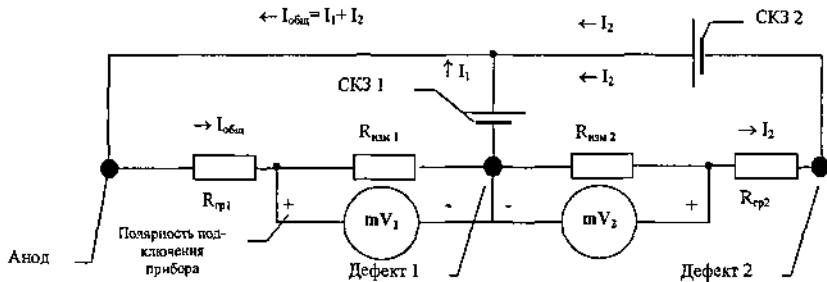


Рис. 3. Эквивалентная электрическая схема модели

Так, показания милливольтметра 1, являются функцией силы тока протекающего на участке измерения:

$$U_1 = f(I_{\text{общ}}). \quad (6)$$

Показания прибора 2, являются функцией

$$U_2 = f(I_2).$$

Соответственно, расчетное значение $U_{\text{рас}}$, характеризующее интенсивность н: течения тока в дефект 1, является функцией от силы тока I_1

$$U_{\text{рас}} = f(I_1).$$

Т.к. $I_{\text{общ}} = I_2 + I_1$ или $I_1 = I_{\text{общ}} - I_2$, для принятой модели расчетное значение $U_{\text{рас}}$ определяется как:

$$U_{\text{рас}} = U_1 - U_2.$$

Кроме этого с практической точки зрения важно уточнить местоположение дефекта по отношению к вертикальной оси трубопровода (слева или справа), для снижения объемов земляных работ при идентификации.

Зная об асимметричности электрического поля вокруг трубопровода, можно расположить электроды не симметрично относительно оси трубопровода, а по одну сторону от оси МГ ближе к анодному заземлению.

Показания вольтметров определяются уравнением 6. Причем в случае наличия повреждения покрытия со стороны установки электродов показания, приведенные

единому значению разности электродов будут равны, т.к. электрическое поле в пределах расстановки электродов однородно. В случае расположения повреждения на противоположной стороне трубопровода, наблюдается возмущение поля, которое можно определить через коэффициент неоднородности поля:

$$\xi = \frac{\frac{U^{\phi}_1}{U^{\phi}_2} - \frac{U_1}{U_2}}{\frac{U^{\phi}_1}{U^{\phi}_2}}, \quad (7)$$

где U_1/U_2 и U^{ϕ}_1/U^{ϕ}_2 — отношение расчетных и измеренных разностей потенциалов при заданном разnose электродов.

При значении коэффициента неоднородности ниже 0,1 поле считается однородным и повреждение покрытия расположено со стороны установки электродов, при большем значении поле неоднородно.

Для определения U_1/U_2 при разnose второго электрода 5 м можно использовать график (рис. 4).

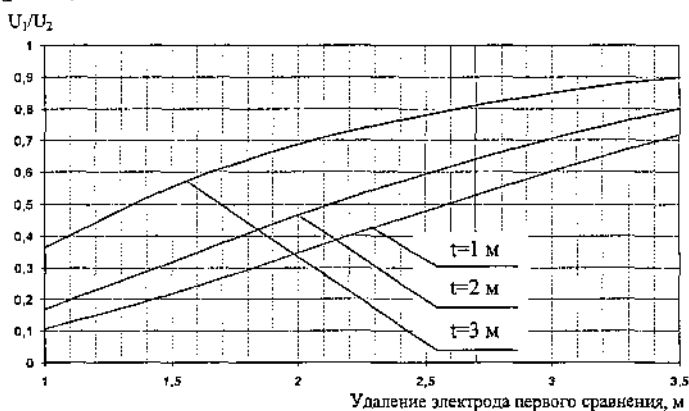


Рис. 4. Зависимость отношения U_1/U_2 от удаления электрода первого для разной глубины прокладки трубопровода t

Как правило, точность определения координат точек интенсивных электроизмерений невысока, поэтому для того чтобы эти результаты можно было практически использовать, необходимо адаптировать эти координаты к системе координат геолого-инженерных изысканий в следующей последовательности:

1. Отмечают координаты контрольных точек, фиксируемых как на геологическом разрезе, так и на данных интенсивной электрометрии - река, ручей и т.д.
2. Разбивают исследуемый участок газопровода на отрезки протяженностью 0,5 - 2,0 км ограниченные контрольными реперами.

3. Определяют координаты точек измерения интенсивным методом внутри отрезка с соответствующим шагом измерения S (обычно 5 м):

X : $x_0, x_1 \dots x_m$ - координаты точек базового ряда (по данным инженерно-геологических изысканий), $x_i - x_{i-1} = S$, где $i \in [0; m]$;

Y : $y_0, y_1 \dots y_n$ - координаты по результатам ЭМ, $y_j - y_{j-1} = S$, где $j \in [0; n]$.

4. Приравнивают координаты контрольных реперов ряда $Y(y_0, y_n)$ к координатам ряда $X(x_0, x_m)$, для этого изменяют шаг S ряда Y таким образом, чтобы обеспечить соответствие привязок реперов с базовым рядом.

5. Вычисляют координаты промежуточных рядов X^I и Y^I по формулам

$$y_i^I = y_i - y_0 \quad (8)$$

$$x_i^I = x_i - x_0 \quad (9)$$

6. Определяют коэффициент несоответствия:

$$K = x_m^I / y_n^I \quad (10)$$

7. Рассчитывают скорректированные значения координат ряда Y^{II} :

$$y_i^{II} = y_i^I \times K - x_0 \quad (11)$$

Для определения предрасположенности участка МГ к дефектообразованию покрытия предложены повреждающие факторы (рис. 5).

Факторы, влияющие на повреждаемость покрытий		
Сквозные дефекты	Дефекты сдвига	Отслаивание
1. Текучесть грунта	1. Плотность грунта ненарушенной структуры	1. Глубина заложения трубопровода, м
2. Пластичность грунта	2. Показатель текучести	2. Характеристика покрытия
3. Угол наклона трассы, град	3. Тангенс угла внутреннего трения	3. Температура нанесения изоляции, град. С
4. Угол поворота трассы, град	4. Сцепление грунта, кПа	4. Время с момента нанесения до засыпки МГ
5. Уровень грунтовых вод (УГВ), м	5. Глубина заложения трубопровода, м	5. УГВ, м
6. Величина сезонных изменений УГВ, м	6. УГВ, м	6. Плотность грунта ненарушенной структуры
7. Наличие и тип балластировки	7. Угол наклона трассы, град	7. Поляризационный потенциал, В
8. Наличие защиты трубы	8. Угол поворота трассы, град	8. Расстояние до УКЗ, м
9. Характеристика покрытия	9. Характеристика покрытия	9. Расстояние от анода до трубопровода, м
10. Величина воронок напряжения, мВ	10. Диаметр трубопровода, мм	10. Температура продукта, град. С

Рис. 5. Классификация факторов, вызывающих различные типы повреждения покрытия

Критерием высокой вероятности наличия повреждений покрытия является превышение индексом состояния покрытия (ИСП) критериального значения 10^{-3} :

$$I = \prod_{i=1}^n I_i, \quad (12)$$

где I_i – индекс i -того фактора, обуславливающего образование повреждений покрытия.

Система индексов для каждого фактора разработана на основе анализа состояния покрытия при капитальном ремонте МГ. На рис. 6 представлен пример расчета индексов на участке МГ, 15,07-15,4 км.

Значение ИСП

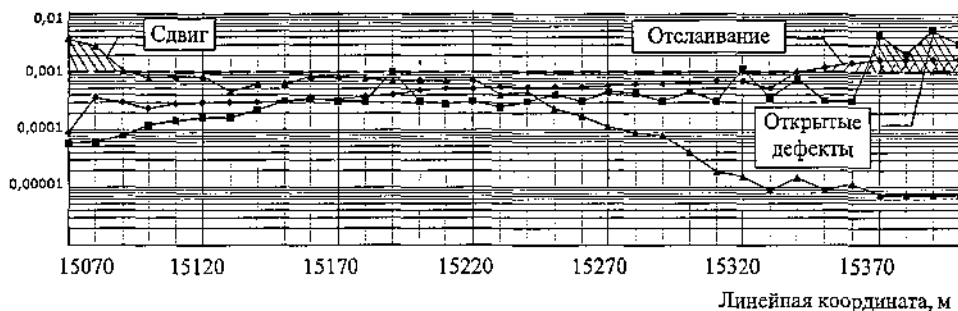


Рис. 6. Эпюры вероятного состояния изоляционного покрытия

В третьей главе «Разработка методики определения повреждений в покрытиях с возможностью ее применения в составе внутритрубных дефектоскопов» предложена модель двухслойной конструкции, имитирующая покрытие наклеенное на металл трубы, состоящая из слоев А и Б. УЗ колебания вводятся в слой А, при этом слой А имеет больший характеристический импеданс, чем слой Б (рис. 7).

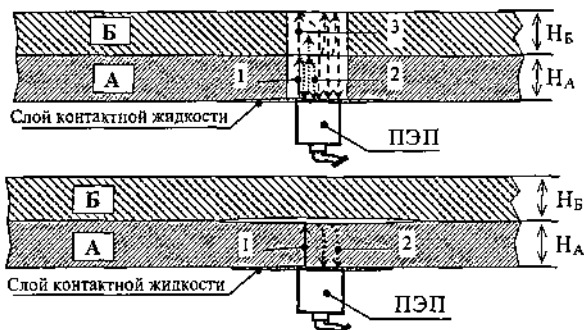
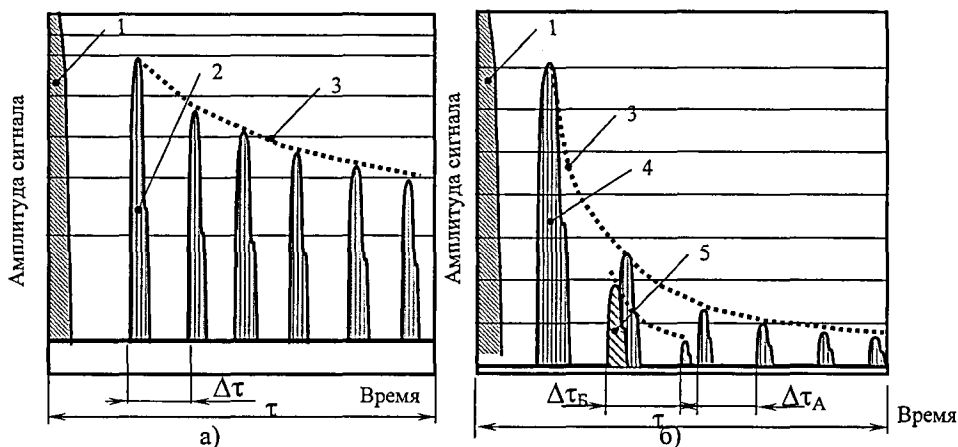


Рис 7. Процесс распространения УЗ волн в модели: а) наличие акустического контакта между слоями А и Б; б) отсутствие акустического контакта между слоями А и Б; 1 – введенная УЗ волна; 2 – волны, распространяющиеся в слое А; 3 – волны, распространяющиеся в слое Б



1 – зондирующий импульс; 2 – эхо-сигналы; 3 – огибающая эхо-сигналов; 4 – эхо-сигналы при распространении акустической волны в слое А; 5 – эхо-сигналы при распространении акустической волны в слое Б

Рис. 8. Импульсы на экране дефектоскопа при распространении акустической волны: а) в слое А; б) в слоях А и Б при наличии контакта

Расчетным путем выбран ПЭП с рабочей частотой 5,0 МГц, диаметром пьезопластины 10 мм, который обеспечивает устойчивую реверберацию сигнала при толщине стенки трубы 12-17 мм.

Для определения критериев состояния покрытия изготавливают четыре образца из фрагментов металла трубы и покрытием разной толщины (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристики образцов для лабораторных испытаний

Параметр	Образец №1	Образец №2	Образец №3	Образец №4
Толщина металла, мм	12,0	12,0	19,0	12,0
Общая толщина покрытия, мм в т.ч. полиэтилена сополимера этилена	3,0	5,0	5,0	5,0
	2,5	4,5	4,5	4,5
	0,5	0,5	0,5	0,5
Размеры покрытия, мм×мм	80×50	80×50	120×80	50×50
Размеры металла, мм×мм	80×50	80×50	120×80	80×50
Диаметр искусственных дефектов покрытия, мм	18,0 и 7,0	25,0 и 10,0	30,0; 20,0 и 10,0	15,0
Шероховатость поверхности металла, Rz	20	100	20	20

В результате получена серия осциллограмм экрана дефектоскопа (рис. 9) на основе которых разработаны критерии выявления отслоений покрытия при различных толщинах металла (табл. 2). Способ позволяет выявлять отслаивания диаметром более 7 мм с точностью определения границы - 1-2 мм.

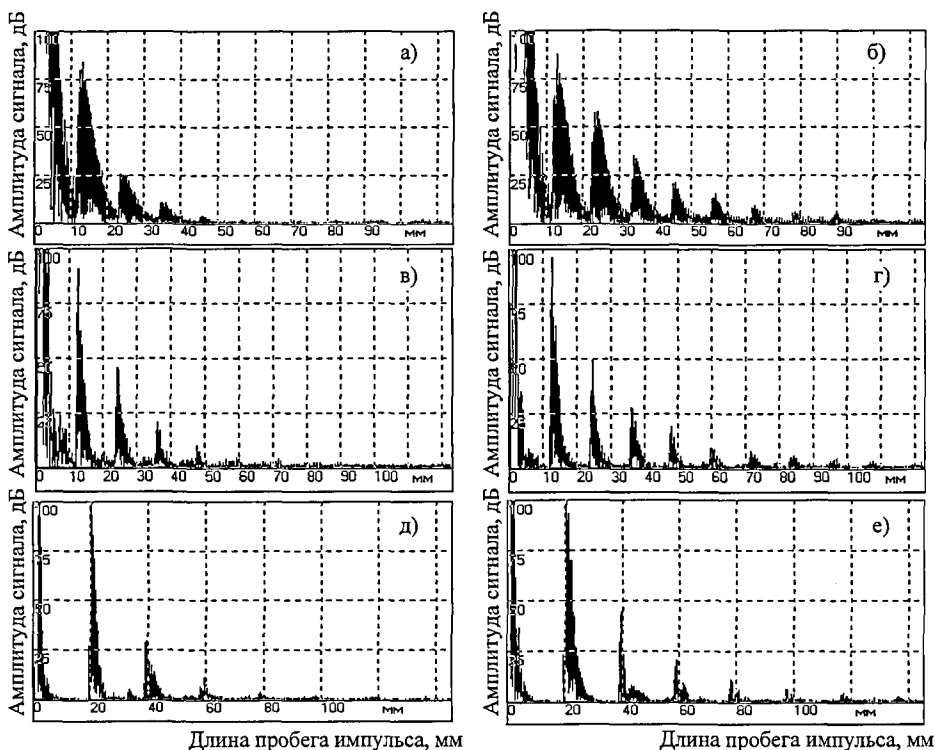


Рис. 9. Осциллограммы УЗ дефектоскопа в процессе сканирования фрагментов образцов 1 (а и б), 2 (в и г), 3 (д и е): а, в, д – бездефектный участок; б, г, е – центр наибольшего повреждения покрытия

Таблица 2 – Критерии выявления нарушения соединения полимерного покрытия с металлическими трубами

Толщина стенки трубы, мм	Шероховатость поверхности трубы, Rz	Толщина покрытия, мм	Диаметр дефекта, мм	Критерии			
				Дефект		Бездефектная область	
				P_n/P_{n+1}	n	P_n/P_{n+1}	n
12	20	3,0	7	0,55 - 0,60	5-8	0,45 - 0,50	3-4
			10 25	0,55 - 0,60	5-9	0,45 - 0,50	3-4
	20	5,0	более 25 15	0,80 - 0,70	6-11	0,30 - 0,35	2-3
19	20	5,0	10	0,40 - 0,45	3-5	0,30 - 0,37	2-3
			20				
			30				

В четвертой главе «Промышленное внедрение ультразвуковой методики аттестации покрытия труб» представлены результаты аттестация более чем 2700 труб с заводским покрытием из экструдированного полиэтилена, предназначенных для строительства системы газоснабжения г. Петропавловск-Камчатский. Трубы

хранились на открытых площадках и в трассовых условиях в течение 8-10 лет и требовали проведения обследования покрытия перед их применением.

Разработана технология диагностирования покрытия труб с учетом того, что степень развития дефектности покрытия труб зависит от времени их сверхнормативного хранения (большинство заводов-изготовителей устанавливают нормативный срок хранения в пределах от 6 до 12 месяцев), диаметра труб, типа покрытия, климатических условий хранения (колебаний температуры окружающего воздуха) и места нахождения труб в штабеле (верхний ярус или нижний).

Использование разработанных критериев для локализации повреждений контролем изнутри труб позволило эффективно применить УЗ методику на трубах уложенных в штабель.

Установлено, что наиболее характерным повреждением покрытия является отслаивание на кромке, при этом дефектный участок покрытия подлежит удалению. Последующую изоляцию металла труб предложено выполнять после сварки монтажных стыков с помощью необходимого количества термоусаживающихся муфт.

Статистическая обработка результатов исследования показала, что во время ремонта при удалении фрагмента дефектного покрытия можно использовать результаты, измеренные металлическим индентором толщиной около 0,8 мм для ускорения дефектовки (рис. 10).

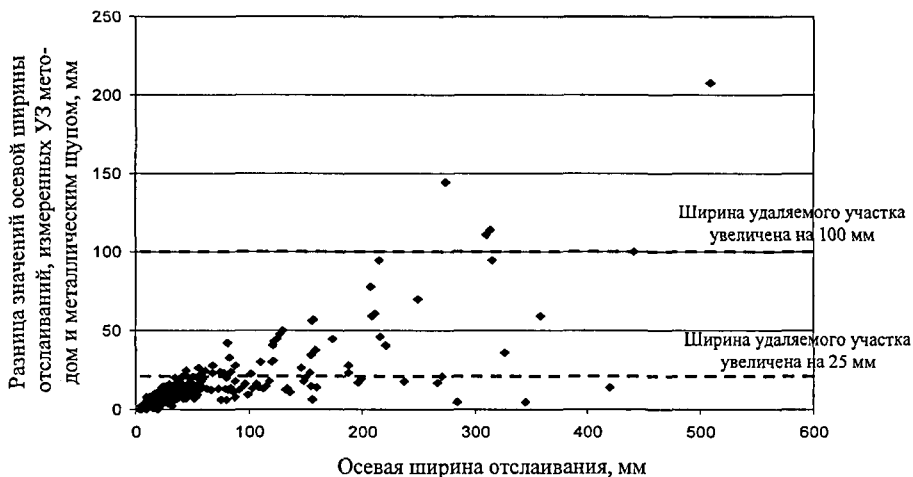


Рис. 10. Зависимость абсолютной погрешности (в мм) при измерениях осевой ширины отслаивания индентором от осевой ширины, измеренной ультразвуковым методом

При этом если ширина отслаивания составляет до 100 мм, для вычисления ширины удаляемого фрагмента покрытия к измеренной ширине необходимо прибавить 25 мм, 100–200 мм – 50 мм, более 200 мм – 100 мм. Доказано, что в этом случае с вероятностью 0,98 удаляется весь дефектный участок.

В пятой главе «Оценка эффективности новых электрометрических способов контроля изоляционных покрытий» проведена оценка инвестиционной привлекательности проекта внедрения новой выборочно-детализированной технологии интенсивных измерений (рис. 11). Эффект достигается за счет ожидаемого снижения затрат на ликвидацию аварийных отказов вследствие уменьшения их числа за вычетом расходов на реализацию предлагаемой технологии и ремонт выявленных повреждений.

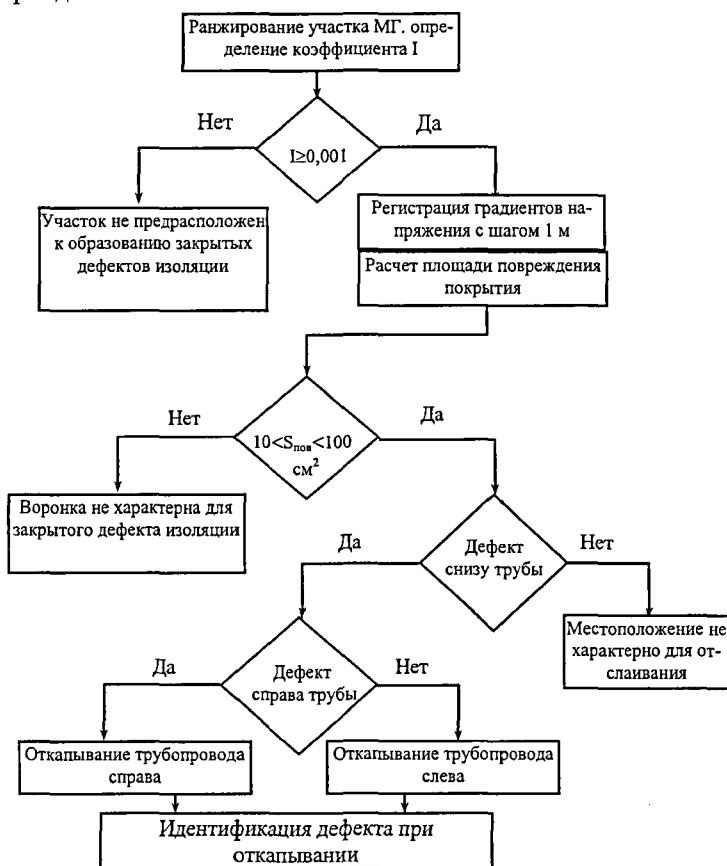


Рис. 11. Алгоритм выборочно-детализированной технологии интенсивных измерений

Расчет показал, что экономический эффект от внедрения на участке МГ Пунга-Ухта-Грязовец, 0,5–25 км, составляет более 8 млн. руб.

Основные выводы:

1. Установлено, что на точность определения размера повреждения в покрытии влияют условия измерений – сила тока натекающего в повреждение изоляции, глубина заложения трубопровода, удельное электрическое сопротивление грунта.

2. Предложены дистанционные способы, позволяющие определять положение повреждений покрытия по окружности трубопровода. Разработана методика адаптации линейных координат электроизмерений к координатам геолого-инженерных изысканий для точного установлении места повреждения покрытия.

3. Разработана методика прогнозирования дефектообразования покрытия трубопроводов.

4. Разработана методика ультразвукового контроля заводского покрытия трубопроводов, позволяющая проводить контроль изнутри трубы, теоретически и на лабораторных образцах разработаны критерии выявления повреждений покрытия, полученные результаты создали предпосылки для применения методики во внутритрубной дефектоскопии. Методика реализована при освидетельствовании труб с заводским покрытием, предназначенных для газификации Камчатской области.

5. Рассчитана экономическая эффективность от внедрения новых способов электрометрических измерений на участке МГ Пунга-Ухта-Грязовец, 0-25 км, которая составила более 8 млн. руб.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Теплинский Ю.А., Яковлев А.Я., Аленников С.Г., Меркурьева И.А. Пути развития функциональных возможностей внутритрубной дефектоскопии // Газовая промышленность. – 2009. - №1. – С. 64-66.

2. Колотовский А.Н., Меркурьева И.А., Северинова Л.Н. Перспективы акустического контроля полимерных покрытий с внутренней поверхности труб большого диаметра // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. -2009. - № 3. – С. 28-33.

3. Колотовский А.Н., Меркурьева И.А. Перспективы развития ультразвукового метода для многопараметрического контроля покрытия и металла труб газопроводов//Газовая промышленность.-2009. - №9. – С. 69-73.

4. Яковлев А.Я., Бурдинский Э.В., Меркурьева И.А., Агинея Р.В. Акустический контроль полимерных покрытий трубопроводов / Обзорная информация. Серия «Транспорт и подземное хранение газа». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 80 с.
5. Аленников С.Г., Меркурьева И.А., Теплинский Ю.А. Поддержание работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов // Севергазпром. Стратегия и инновации научного поиска. Науч.-техн. сб. В 2ч. Ч.2. – Ухта: Севернипигаз, 2007.
6. Меркурьева И.А., Бурдинский Э.В. и др. Экспериментальное определение параметров акустического контроля полимерных покрытий с внутренней поверхности труб // Контроль. Диагностика – 2008 - № 3 – С. 7 – 16.
7. Меркурьева И.А., Бурдинский Э.В. и др. Выбор и обоснование акустического метода для контроля качества приклеивания полимерных покрытий на трубах большого диаметра // Контроль. Диагностика – 2008 - № 2 – С. 25 – 29.
8. Меркурьева И.А., Бурдинский Э.В. и др. Варианты применения и критерии акустического контроля полимерных покрытий на трубах большого диаметра // Контроль. Диагностика – 2008 - № 4 – С. 6 – 8, 13.
9. Агинея Р.В., Меркурьева И.А. Развитие неразрушающих методов определения адгезионной прочности покрытия с металлом труб // Сборник научных трудов: материалы IX международной молодежной научной конференции (19-21 марта 2008 г.): в 3 ч.; ч. 2 / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2008. – С. 188-191.
10. Агинея Р.В., Меркурьева И.А. Ультразвуковой метод выявления повреждений изоляционного покрытия трубопроводов // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сборник тезисов докладов XV науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза, Тюмень, 20-22 мая 2008 г. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2008. – С. 159.
11. СТО 00159025-60.30.21-21.2.2007. Методика акустического контроля покрытий с внутренней поверхности труб. Контроль качества гидроизоляционных покрытий / Долгушин Н.В., Гурленов Е.М., Теплинский Ю.А., Кузьбожев А.С., Агинея Р.В., Меркурьева И.А. и др.- Ухта: Севергазпром - 2007. - 52 с.

Подписано в печать 12.11.2009 г. Формат А5
Уч. изд. л. 1,6. Тираж 100 экз. Заказ № 6765
Отпечатано в отделе механизации и выпуска НТД Севернипигаса
Лицензия КР №0043 от 9 июня 1998г.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, 1а