

На правах рукописи

**Жуков Андрей Дмитриевич**

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ  
ТРЕЩИНОПОДОБНЫХ КОРРОЗИОННО-МЕХАНИЧЕСКИХ  
ДЕФЕКТОВ ПРИ ВНУТРИТРУБНОМ ДИАГНОСТИРОВАНИИ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ АКУСТИЧЕСКИМИ  
ИНСПЕКЦИОННЫМИ ПРИБОРАМИ**

Специальность 05.02.11 – Методы контроля и диагностики в машиностроении

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени

кандидата технических наук



Москва – 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)» (МГТУ им. Н.Э. Баумана)

Научный руководитель: кандидат технических наук  
**ГРИГОРЬЕВ Михаил Владимирович**  
МГТУ им. Н.Э. Баумана, доцент кафедры технологий сварки и диагностики

Официальные оппоненты: доктор технических наук  
**ДЫМКИН Григорий Яковлевич**  
ФГБОУ ВО ПГУПС, профессор  
кандидат технических наук  
**МОГИЛЬНЕР Леонид Юрьевич**  
ООО «НИИ Транснефть», главный научный сотрудник

Ведущая организация: **ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» г. Москва**

Защита состоится «26» ноября 2020 г. в 14:30 часов на заседании диссертационного совета Д 212.141.01 при Московском государственном техническом университете имени Н.Э. Баумана по адресу: 105005, г. Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1.

Телефон для справок: (499) 267-09-63.

Ваш отзыв на автореферат в двух экземплярах, заверенный печатью организации, просим направлять на имя ученого секретаря диссертационного совета по указанному адресу.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке МГТУ им. Н.Э. Баумана и на сайте <http://www.bmstu.ru>.

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук



**Щипаков Н.А.**

## Общая характеристика работы

**Актуальность проблемы.** Магистральные нефтепроводы являются важнейшим звеном топливно-энергетической системы по транспортировке нефтепродуктов с избыточным давлением от 1,18 МПа до 15 МПа и представляют собой потенциально опасный объект, нарушение целостности материала которого приводит к серьёзным экономическим и экологическим последствиям. Основным направлением по обеспечению их надёжного функционирования является внутритрубная диагностика с применением внутритрубных инспекционных приборов, в частности, использующих акустические методы неразрушающего контроля. Такие приборы в процессе диагностирования должны обеспечивать возможность надежного обнаружения и достоверной оценки параметров (идентификации) выявленных нарушений целостности материала, таких, как коррозионные и механические повреждения, трещины и другие трещиноподобные дефекты. На практике, в связи с возможностью одновременного воздействия на магистральный нефтепровод коррозионно-эрозионных и циклических нагрузок, а также внешних индентеров (ковш экскаватора, камни и пр.), зачастую формируются комбинации обозначенных выше типов дефектов, среди которых наиболее опасным является трещина во вмятине и/или коррозионном повреждении. Последние представляют собой в совокупности трещиноподобный коррозионно-механический дефект.

К сожалению, в настоящее время, интерпретация такого потенциально опасного дефекта, с точки зрения его допустимости, является проблемой при оценке результатов внутритрубного диагностирования. Обусловлено это тем, что существующая нормативно-технологическая база применяемых акустических внутритрубных инспекционных приборов не позволяет надежно идентифицировать по амплитудному признаку этот тип дефекта, поскольку регламентируемые на основе этого признака критерии его допустимости не учитывают особенности влияния выпуклой поверхности вмятины и/или коррозионного повреждения в основании трещиноподобного коррозионно-механического дефекта на формирование эхо-сигнала.

В действующих методиках по внутритрубной диагностике, критерии допустимости выявленной несплошности определяются параметрами настройки чувствительности внутритрубного инспекционного прибора по модели дефекта типа «угловой отражатель» с плоскими поверхностями, адекватность применения которой для идентификации выявленного трещиноподобного коррозионно-механического дефекта не очевидна. Критерии допустимости выявленной несплошности по амплитудному признаку должны учитывать различия в механизмах формирования эхо-сигналов от трещиноподобного и трещиноподобного коррозионно-механического дефекта. В противном случае, как показывает практика, при интерпретации выявленных трещиноподобных и трещиноподобных коррозионно-механических дефектов могут возникать ошибки, которые существенно влияют на достоверность результатов

внутритрубного диагностирования магистральных нефтепроводов акустическими инспекционными приборами.

Отсюда очевидно, что разработка высокоинформативной методики идентификации выявленных трещиноподобных и трещиноподобных коррозионно-механических дефектов для акустических внутритрубных инспекционных приборов, неразрывно связана с изучением механизма взаимодействия акустических волн с поверхностью трещиноподобного коррозионно-механического дефекта, одна часть которого является выпуклой поверхностью вмятины и/или коррозионного повреждения, а другая – плоской.

Как показал информационный аналитический обзор, механизм взаимодействия акустических волн с поверхностью трещиноподобного коррозионно-механического дефекта в настоящее время практически не изучен. Сегодня в работах таких учёных, как Н.П. Алёшин, В.С. Гребенник, В.Н. Данилов, И.Н. Ермолов, С.П. Перевалов, А.З. Райхман, В.М. Ушаков, В.Г. Щербинский, достаточно подробно изучен процесс взаимодействия упругих волн с трещиноподобным дефектом, описываемым моделью типа «угловой отражатель» с плоскими поверхностями.

В связи с вышеизложенным, актуальность разработки методики, обеспечивающей повышение достоверности идентификации выявленных при внутритрубном диагностировании акустическими внутритрубными инспекционными приборами трещиноподобных и трещиноподобных коррозионно-механических дефектов очевидна.

**Цель работы:** повышение достоверности результатов внутритрубного диагностирования магистральных нефтепроводов с применением акустических инспекционных приборов путем разработки высокоинформативной методики идентификации трещиноподобных и трещиноподобных коррозионно-механических дефектов по амплитудному признаку, на основе уточнения особенностей механизмов взаимодействия упругих волн с рассматриваемыми дефектами.

**Задачи исследования:**

1. Провести комплекс теоретико-экспериментальных исследований для уточнения механизма взаимодействия акустических волн с трещиноподобным коррозионно-механическим дефектом;
2. Исследовать закономерности изменения амплитуды эхо-сигнала от трещиноподобного коррозионно-механического дефекта в зависимости от его параметров;
3. Разработать основные методические положения процесса идентификации трещиноподобного коррозионно-механического дефекта по амплитудному признаку на основе результатов исследований процесса взаимодействия упругих волн с таким дефектом;
4. Оценить достоверность предложенной методики при внутритрубной диагностике акустическими инспекционными приборами.

**Методы исследований:** результаты работы были получены после проведения экспериментальных и теоретических исследований. Применялись методы общей и прикладной акустики, моделирование полей проводилось в

приближении геометрической акустики на базе вычислительных средств. Погрешность результатов эксперимента оценивалась с использованием статистических методов обработки. Для построения зависимостей изменения амплитуды эхо-сигналов использовалось программное обеспечение Matlab. Экспериментальные исследования были выполнены с использованием дефектоскопов «USN – 60» и «USM – GO», а также экспериментального стенда для проведения контроля через иммерсионный слой жидкости.

**Ценность выполненных исследований:** разработана и обоснована методика, учитывающая особенности взаимодействия упругих волн с трещиноподобным коррозионно-механическим дефектом прежде всего для корректировки чувствительности измерительного канала акустических внутритрубных инспекционных приборов.

**Научная новизна связана** с установлением влияния параметров трещиноподобного коррозионно-механического дефекта на амплитуду эхо-сигнала и получением соответствующей теоретической модели, которая позволила повысить достоверность выявления и идентификации обозначенного дефекта при внутритрубном диагностировании магистральных нефтепроводов акустическими инспекционными приборами за счёт учета рассеивания акустических волн на его поверхности.

1. Предложена модель трещиноподобного коррозионно-механического дефекта в виде углового отражателя высотой ( $L_b$ ) с выпуклым цилиндрическим основанием радиусом ( $b$ ) и высотой сектора ( $\delta$ ), для которой получено уравнение акустического тракта, описывающее взаимодействие поперечных волн с поверхностью обозначенного дефекта и позволяющее учесть их рассеивание;

2. Получено, что модель применима если отношение ( $K$ ) высоты сектора цилиндрической поверхности основания ( $\delta$ ) к её радиусу ( $b$ ) не менее  $3\lambda_t^2 / b^2$  ( $\lambda_t$  – длина падающей поперечной волны) и не более 0,2;

3. Установлено, что при увеличении отношения  $K$  размеров выпуклого основания модели трещиноподобного коррозионно-механического дефекта, разница амплитуд эхо-сигналов относительно классической модели углового отражателя с плоским основанием увеличивается и при  $K$  равном 0,2 составляет (для  $L_b=2,0$  мм) около 8 дБ. При переходе выпуклой поверхности основания в плоское, различия между амплитудами эхо-сигналов от обозначенных моделей отсутствуют;

4. Предложен критерий идентификации трещиноподобных коррозионно-механических дефектов, которым является превышение скорректированной в соответствие величине  $K$  амплитуды  $\delta P_d$  эхо-сигнала от несплошности относительно амплитуды  $\delta P_n$  эхо-сигнала от настроечного углового отражателя. В ином случае, регистрируемая несплошность идентифицируется как повреждение стенки трубы (коррозионное повреждение или вмятина).

**Практическая значимость работы:** предложена для внутритрубного диагностирования магистральных нефтепроводов акустическими инспекционными приборами методика идентификации по амплитудному

признаку трещиноподобных коррозионно-механических дефектов, учитывающая необходимость корректировки амплитуды эхо-сигнала в зависимости от размеров повреждения стенки трубы (вмятины и/или коррозионного) от которого трещина развивается. Определены границы применения методики и используемой в ней модели. Разработаны технологические рекомендации по практическому применению методики.

**Достоверность результатов и выводов** подтверждается совпадением теоретических и экспериментальных исследований, использованием современных компьютерных методов обработки при анализе и оценке полученных результатов. При проведении испытаний использовались различные апробированные методики.

**На защиту выносятся:**

1. Модель трещиноподобного коррозионно-механического дефекта в виде углового отражателя с выпуклым цилиндрическим основанием и уравнение акустического тракта, описывающее взаимодействие поперечных волн с поверхностью обозначенной модели;

2. Влияние параметров трещиноподобного коррозионно-механического дефекта: высоты торцевой поверхности ( $L_b$ , мм), радиуса ( $b$ , мм) и высоты сектора ( $\delta$ , мм) цилиндрического основания, – на изменение амплитуд регистрируемых эхо-сигналов;

3. Критерий идентификации трещиноподобного коррозионно-механического дефекта, которым является превышение скорректированной в соответствии величине отношения  $K=\delta/b$  амплитуды  $\Delta P$  эхо-сигнала от несплошности относительно амплитуды эхо-сигнала от настроечного углового отражателя  $\delta P_n$  с плоским основанием.

**Апробация работы:** основные результаты диссертационной работы изложены на конференциях: «Будущее машиностроения» (г. Москва, 2019), «УЗДМ – 2019» (г. Репино, Ленинградская область, 2019), VIII международная научно-практическая конференция молодых учёных и специалистов атомной отрасли «КОМАНДА–2019» (г. Санкт-Петербург, 2019).

**Личный вклад соискателя** состоит в непосредственном выполнении исследовательской работы по теме диссертации на всех этапах. Автором был выполнен литературный обзор по теме исследования, выполнены теоретические и экспериментальные исследования, произведена обработка результатов, разработана методика, подготовлены и сделаны доклады на конференциях. Все результаты получены автором лично, весь заимствованный материал отмечен в диссертационной работе ссылками.

**Публикации по теме диссертации:** материалы диссертации отражены в 6 научных работах, из них в 3 изданиях, входящих в перечень ВАК РФ, и 1, входящая в базу данных SCOPUS.

**Структура и объём диссертации:** диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, общих выводов и результатов работы, списка использованной литературы. Она изложена на 147 листах машинного текста, содержит 50 рисунков и 9 таблиц. Список литературы содержит 128 наименований.

## Содержание работы

**Во введении** показана актуальность и сформулирована цель диссертационных исследований.

**В первой главе** проведен аналитический обзор информационных материалов состояния нормативно-технологической базы процесса внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов акустическими внутритрубными инспекционными приборами, а также вопросов, связанных с идентификацией дефектов.

Магистральные нефтепроводы представляют собой производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки нефти и нефтепродуктов от места производства к месту потребления с избыточным давлением от 1,18 МПа до 15 МПа. Анализ причин аварий магистральных нефтепроводов показал, что к ним приводит влияние различных факторов, обусловленных совокупным воздействием коррозионно-эрозионных и циклических нагрузок, а также внешних индентеров (ковш экскаватора, камни и прочее). В результате такого комплексного нагружения в зонах коррозионных повреждений и вмятин возможно формирование, помимо прочих комбинированных дефектов, поверхностных трещин (см. Рисунок 1). Наиболее показательными являются результаты диагностики трубопровода «Ухта – Ярославль» за период с 2006 по 2017 год, согласно которым доля комбинированных дефектов среди одиночных достаточно велика (от 75% до 90%), при этом из них порядка 40% составляют обозначенные выше трещиноподобные дефекты в коррозионном повреждении и/или вмятине.



Рисунок 1. Примеры трещиноподобных дефектов во вмятине

Дефекты магистральных нефтепроводов, в зависимости от их типа, будут обладать различной потенциальной опасностью и соответственно оказывать различное влияние на несущую способность магистральных нефтепроводов, что означает необходимость их достоверного обнаружения и оценки их типа (идентификации), для чего на практике используют различные внутритрубные инспекционные приборы.

Согласно приведённой в зарубежной и отечественной нормативной документации классификации дефектов магистральных нефтепроводов, такие

инспекционные приборы должны обеспечить выявление и идентификацию: коррозионных и механических повреждений, геометрических отклонений, трещин и других трещиноподобных дефектов, включая обозначенные выше трещиноподобные дефекты во вмятине и/или коррозии, которые в совокупности представляют собой трещиноподобный коррозионно-механический дефект. Вероятность идентификации регламентируемых подобной классификацией дефектов по результатам внутритрубного диагностирования зависит от возможностей реализованных в используемых инспекционных приборах технологий анализа получаемых от несплошностей информативных параметров различных методов неразрушающего контроля.

На практике для идентификации различных трещиноподобных дефектов (как наиболее опасных) используют приборы высокого разрешения на базе магнитных или акустических методов неразрушающего контроля. Последние при диагностике магистральных нефтепроводов имеют более широкое применение как средства, обладающие высокой чувствительностью и разрешающей способностью. В акустических внутритрубных инспекционных приборах базисом применяемых технологий служит эхо-импульсный метод, в котором идентификация дефекта осуществляется на основании анализа амплитуды эхо-сигнала. Настройка чувствительности таких приборов выполняется по угловому отражателю с вертикальной торцевой поверхностью, выходящей на плоское основание. Такая форма отражателя достаточно точно имитирует отражающие свойства реальных трещиноподобных дефектов, развивающихся непосредственно от плоской поверхности трубопровода. В отличие от них, трещиноподобным коррозионно-механическим дефектам характерно наличие деформации его основания (поверхности стенки трубы), в связи с чем использование регламентированного нормативной документацией углового отражателя с плоским основанием приводит к неправильной интерпретации результатов диагностирования по амплитудному признаку и некорректной оценке потенциальной опасности регистрируемого дефекта. Это подтверждают результаты работ E. Muller, A. Lamm [и др.], A. Bosh, J. Hugger [и др.], и прочие.

Таким образом, выполненный аналитический обзор показал, что используемые в акустических инспекционных приборах технологии не позволяют с достаточной вероятностью идентифицировать трещиноподобный коррозионно-механический дефект, имеющий высокую потенциальную опасность.

**Во второй главе** проведены исследования по выбору и обоснованию теоретической модели трещиноподобного коррозионно-механического дефекта и выполнено аналитическое описание процесса взаимодействия упругих волн с его поверхностью соответствующим уравнением акустического тракта.

В связи с тем, что использование для идентификации акустическими инспекционными приборами трещиноподобного коррозионно-механического дефекта регламентируемого нормативной документацией углового отражателя с плоским основанием не позволяет адекватно описать соответствующие процессы рассеивания акустических волн, то исходя из реальной конфигурации

такого дефекта, в рамках соответствующих приближений геометрической акустики, была предложена его модель (см. Рисунок 2), представляющая собой протяжённый угловой отражатель с вертикальной торцевой поверхностью высотой ( $L_b$ , мм) выходящей на выпуклое цилиндрическое основание радиусом ( $b$ , мм) и высотой сектора ( $\delta$ , мм), размеры которых характеризуются следующими соотношениями:  $b \gg \delta$  и  $b \gg L_b$ .

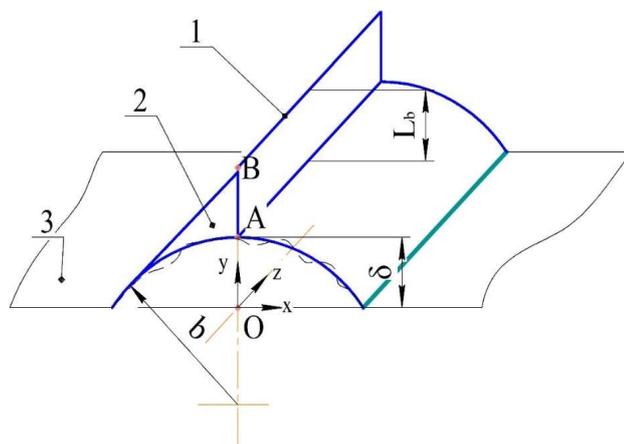


Рисунок 2. Схема модели трещиноподобного коррозионно-механического дефекта в виде протяженного углового отражателя:  $L_b$ , мм – высота полуплоскости (1),  $b$ , мм – радиус цилиндрической поверхности (2),  $\delta$ , мм – высота подъема точки апекса А кривой (2) над поверхностью изделия (3) (высота сектора цилиндрической поверхности)

Индикатриса рассеивания такой модели дефекта имеет достаточно сложную структуру интерференционного характера (см. Рисунок 3), которая будет определяться совокупностью нескольких процессов: отражением (3) волн (лучи АВА – EFE, ABCBA – EFGH и ABCD – EFGH); дифракцией (2) в точках разрыва поверхности модели (точки Р и К); явлений, протекающих на свободной поверхности, приводящих к формированию боковых волн (5) и «незеркального» отражения (4).

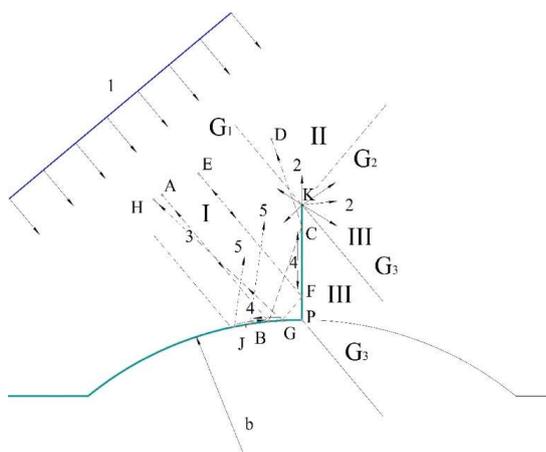


Рисунок 3. Структура акустического поля: 1 – лучи фронта падающих волн, 2 – дифрагированные волны, 3 – поле отраженных волн, 4 – «головные» волны, 5 – боковые волны;  $G_1, G_2, G_3$  – границы геометрической тени

Исходя из соотношения обозначенных структурных компонентов индикатрисы рассеивания трещиноподобного коррозионно-механического дефекта, были выделены две области (I) и (II-III), анализ амплитудно-временных характеристик сигналов в которых подходит для решения задачи идентификации рассматриваемого дефекта. Учитывая технологические ограничения акустических внутритрубных инспекционных приборов, наиболее предпочтительным является анализ изменения амплитуды эхо-сигнала в области I с использованием эхо-импульсного метода.

Исходя из этого, акустический тракт измерительного канала внутритрубного инспекционного прибора был рассмотрен как путь акустических волн (см. Рисунок 4), распространяющихся в иммерсионном слое и упругом материале ОК в прямом и обратном направлении. Иммерсионный слой по И.Н. Ермолову и В.С. Гребеннику был заменён эквивалентным совмещённым преобразователем с соответствующей задержкой.

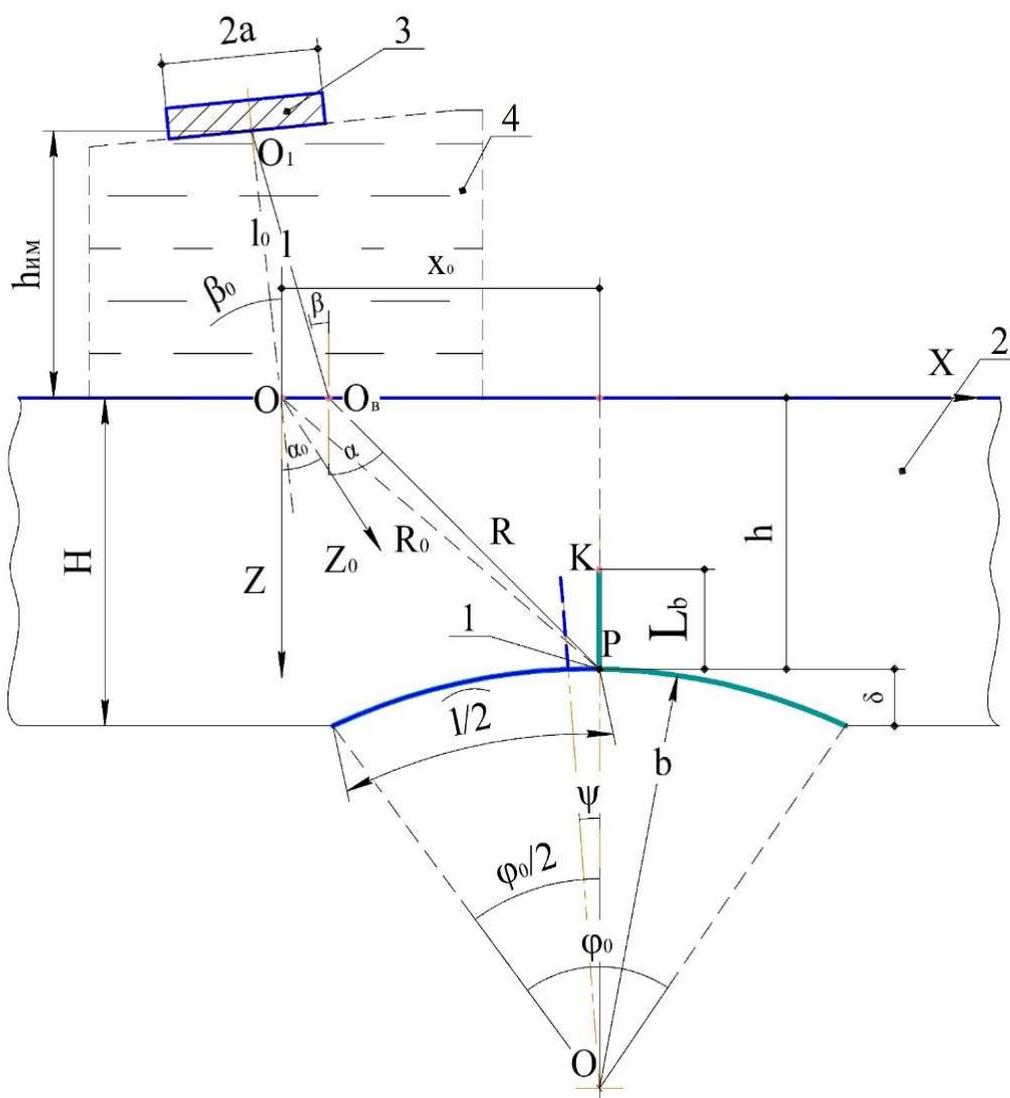


Рисунок 4. Обобщенная схема акустического тракта трещиноподобного коррозионно-механического дефекта. Пунктирной линией обозначена граница введенной эквивалентной иммерсионному слою призмы преобразователя

На Рисунке 4 точка наблюдения  $P(x, z)$  на модели дефекта (1) расположена на глубине ( $h$ , мм) в стенке трубопровода (2) с параллельными гранями, на расстоянии ( $x_0$ , мм) от точки  $O$  (начало координат) ввода центрального луча, падающего из центра  $O_1$  круглой пьезопластины (3) радиусом ( $a$ );  $\beta_0, ^\circ$  и  $\alpha_0, ^\circ$  – углы падения продольной волны в иммерсионном слое  $h_{им}$ , мм (4) и преломления (для поперечной волны) вдоль акустической оси,  $\beta, ^\circ$  – угол падения продольной волны в точку ввода  $O_B$ , расположенную как и точка начала координат  $O$  на внутренней стенке МН (поверхность ввода);  $\alpha, ^\circ$  – угол падения поперечной волны из точки  $O_B$  в точку  $P$  для которых  $R_0=OP$  [мм] и  $R=O_B P$  [мм] – путь акустических волн в упругом материале по акустической оси и по относительному лучу;  $l_0 = O_1 O$ , [мм] и  $l = O_1 O_B$ , [мм] – величина задержки по центральному лучу и по текущему углу ввода.

Процессы распространения акустических волн для исследуемого тракта были представлены, исходя из работ В.Н. Данилова, как суперпозиция отдельных однородных волн в рамках метода Вейля-Бреховских, аналитическое описание которых ранее было исследовано Б.А. Кругловым и В.Н. Даниловым.

Чтобы получить выражение акустического тракта применительно к предложенной модели дефекта, в рамках коротковолнового приближения, при котором линейные размеры отражателя больше длины падающих поперечных волн  $\lambda_t$ , мм (условие коротковолновой асимптотики), а точка наблюдения  $P(x, z)$  расположена в дальней зоне, были рассмотрены процессы распространения поперечных волн  $SV$ -поляризации.

Ввиду наличия в основании выпуклой цилиндрической поверхности, в основной плоскости будет происходить дополнительное расхождение отражённого акустического поля, связанное со смещением фазы образующих его волн, а также их рассеивание на торцевой поверхности  $L_b$ . Для подобного характера взаимодействия лучей была получена формула, описывающая изменение амплитуды эхо-сигнала в результате взаимодействия акустических волн с поверхностью предложенной модели углового отражателя, в основании которого цилиндрическая поверхность с радиусом  $b$  конечной величины, а направление нормали к цилиндрической поверхности составляет угол ( $\psi, ^\circ$ ):

$$\delta P = \frac{S_{и} L_b \cos \varepsilon \cos \alpha}{\sqrt{2} \lambda_t \sqrt{\lambda_t}} \frac{G(\alpha - \psi) |D(\alpha)| |\Phi_{н}(t)|^2}{\cos \beta \sqrt{l_m + R} \left( l_m \frac{\cos^2 \alpha}{\cos^2 \beta} + R \right)} \sqrt{\frac{b \cos(\alpha - \psi)}{l_m \frac{\cos^2 \alpha}{\cos^2 \beta} + R + b \cos(\alpha - \psi)}} \quad (1)$$

В (1) множитель  $G(\alpha - \psi)$  характеризует влияние процессов трансформации акустических волн, дифракции, а также процессов, протекающих на свободной поверхности;  $S_{и}$ , мм<sup>2</sup> – площадь пьезопластины с диаграммой направленности  $|\Phi_{н}(t)|$ ;  $|D(\alpha)| = |D_{lt}(\alpha) D_{tl}(\alpha)|$  – коэффициенты трансформации продольной волны в поперечную (в среде) для излучаемой волны и поперечной в продольную (в призме преобразователя). В (1) опущен множитель  $\exp(-2\delta_t R) \exp(-2\delta_{l1} l)$ , учитывающий затухание волн, где

$\delta_t$  [Нп/мм] и  $\delta_{l1}$  [Нп/мм] – коэффициенты затухания в материале и призме соответственно.

Полученное выражение акустического тракта справедливо в рамках геометроакустического приближения при выполнении как минимум условия  $k_t b \gg 1 \sim 10$ , где  $k_t$ , [мм<sup>-1</sup>] – волновое число поперечной волны на рабочей частоте ( $f$ , МГц). Применительно к части цилиндрической поверхности  $l = b\varphi_0$  [мм] (см. Рисунок 4) при  $\varphi_0 \leq 0,5$  радиан, оно может быть записано как:

$$\frac{3\lambda_t^2}{b^2} \leq \frac{\delta}{b} \leq 1 \quad (2)$$

Данное соотношение определяет случаи перехода модели с выпуклым цилиндрическим основанием к классической модели углового отражателя с плоским основанием, регламентированного нормативной документацией и подтверждает его при неограниченном возрастании величины  $b \rightarrow \infty$ .

**В третьей главе** приведены результаты теоретико-экспериментальных исследований полученного уравнения акустического тракта трещиноподобного коррозионно-механического дефекта и выполнена оценка влияния параметров предложенной модели на амплитуду эхо-сигнала.

Используя полученное выражение (1), было смоделировано изменение амплитуды ( $|\delta P_{отр}^k|$ , дБ) эхо-сигнала от предложенной модели углового отражателя с выпуклым основанием в сравнении с амплитудой эхо-сигнала ( $|\delta P_{отр}^p|$ , дБ) от регламентируемой нормативной документацией классической модели (т.е. с плоским основанием при  $b \rightarrow \infty$ ), для номинальных углов ввода  $\alpha_0$  от 40° до 70° и радиусе выпуклой цилиндрической поверхности ( $b$ ) от 500 мм до 5 мм при постоянной величине  $\delta$  в 1 мм и одинаковой глубине залегания  $h=10$  мм. Высота вертикальной грани  $L_b$  ( $\psi=0^\circ$ ) для рассматриваемых отражателей при расчёте была принята равной 2 мм.

Для каждого угла ввода  $\alpha_0$  было рассчитано изменение величины нормированной амплитуды эхо-сигнала  $|\delta P_{отр}|^N = |\delta P_{отр}^k, \delta P_{отр}^p| / |\delta P_{отр}^{max}|$  в зависимости от смещения  $\delta x$ , мм точки ввода луча  $O_v$  относительно центра  $O$ , нормированного на глубину ( $h$ ) при различном радиусе ( $b$ ) основания отражателя. Из этих данных были получены максимальные значения, по которым построена зависимость (см. Рисунок 5) изменения амплитуд ( $|\delta P_{отр}|$ , дБ) эхо-сигналов для модели углового отражателя с выпуклым цилиндрическим основанием и с плоским основанием при рассматриваемых номинальных углах ввода  $\alpha_0$ .

На Рисунке 5 амплитуда эхо-сигнала от предложенной модели углового отражателя с выпуклым цилиндрическим основанием не превышает амплитуду эхо-сигнала от углового отражателя с плоским основанием, при этом величина амплитуды зависит от кривизны поверхности основания: чем меньше радиус выпуклого цилиндрического основания, тем больше уменьшается амплитуда относительно модели углового отражателя, регламентированного нормативной

документацией, и больше разница между амплитудой эхо-сигналов от рассматриваемых моделей. Так, для радиуса поверхности основания в 500 мм разница не превысила 1 дБ, при уменьшении радиуса до 50 мм наблюдалось её увеличение до диапазона от 2 до 5 дБ с увеличением угла ввода, а при уменьшении до 5 мм, эта разница составила порядка 10 дБ.

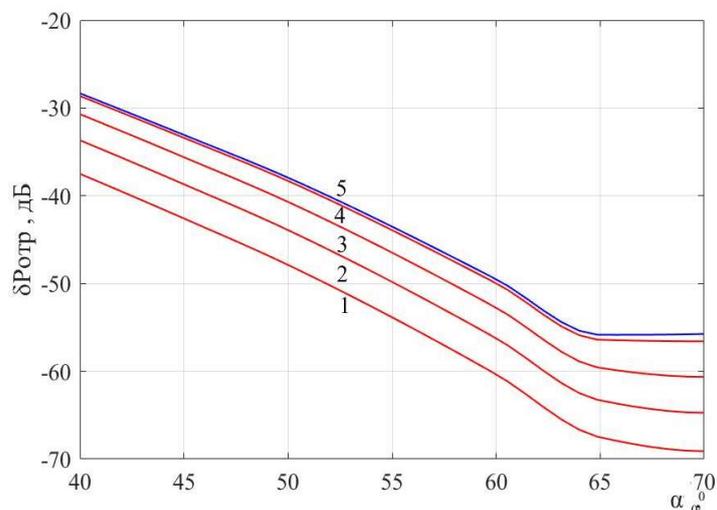


Рисунок 5. Изменение  $|\delta P_{отр}|(\alpha_0)$  при радиусах поверхности основания:  
 1: 5 мм, 2: 15 мм, 3: 50 мм, 4: 500 мм, 5: плоская поверхность  
 (регламентируемая документацией модель углового отражателя)

Чтобы подтвердить полученные результаты, в АО «НПО «ЦНИИТМАШ» были изготовлены образцы (маркированные как «ОП–1» и «ОП–2») с плоскопараллельными гранями, в которых было выполнено 10 угловых отражателей с выпуклым цилиндрическим основанием и 3 – с плоским основанием. Для 8 отражателей высота торцевой поверхности  $L_b$  составила 2 мм, а для остальных – 1 мм. В соответствие каждому отражателю рассчитывалось соответствующее отношение  $K = \delta/b$ .

Для этих угловых отражателей с различной кривизной поверхности основания, характеризуемой отношением  $K$ , далее приведены результаты расчётных и экспериментальных исследований характера изменения величины амплитуды эхо-сигнала на заданном диапазоне углов ввода  $\alpha_0$ . В качестве опорного использовался эхо-сигнал от бокового цилиндрического отверстия  $\varnothing 5$  мм на образце V2 – М с максимальной амплитудой ( $\delta P^o$ , дБ). Относительно него определялось изменение максимума амплитуды эхо-сигнала ( $\delta P^y$ , дБ) от углового отражателя с плоским и выпуклым цилиндрическим основанием (величина  $\Delta P_1$ , дБ). Аналогичная зависимость изменения амплитуд эхо-сигналов ( $\delta P^k$ , дБ) от моделей трещиноподобного коррозионно-механического дефекта рассматривалась относительно опорного эхо-сигнала от углового отражателя с плоским основанием ( $\delta P^p$ , дБ), расположенного непосредственно в изготовленных образцах «ОП–1» и «ОП–2» (величина  $\Delta P_2$ , дБ).

От каждого отражателя было получено 15 значений, по которым определено медианное с соответствующим доверительным интервалом. Исходя

из этих данных, были построены функции  $\Delta P_1(\alpha_0)$  и  $\Delta P_2(\alpha_0)$  для различной величины  $K$  и высоты торцевой поверхности  $L_b$  в 2 мм на диапазоне  $\alpha_0$  от  $40^\circ$  до  $70^\circ$  (см. Рисунок 6а) и для  $L_b$  равном 1 мм на  $\alpha_0$  от  $40^\circ$  до  $50^\circ$  (см. Рисунок 6б) как используемых на акустических инспекционных приборах

На Рисунке 6а видно, что амплитуда сигнала от модели трещиноподобного коррозионно-механического дефекта при высоте  $L_b$  в 2 мм и различной кривизне основания не превышает амплитуду эхо-сигнала от регламентированного углового отражателя с плоским основанием и качественно повторяет характер её изменения на рассматриваемом диапазоне углов ввода ( $\alpha_0$ ) (который соответствует изменению функции «коэффициента»  $G(\alpha_0)$  по И.Н. Ермолову). Видно, что с увеличением  $K$ , разница амплитуд эхо-сигналов  $\Delta P_1$ , дБ от рассматриваемых моделей увеличивается и достигает максимума в 10,0 дБ при  $K=0,2$  на больших углах ввода (более  $50^\circ$ ). Увеличение разницы амплитуд эхо-сигналов с увеличением  $\alpha_0$  (максимум при  $70^\circ$ ) обусловлено дополнительным рассеиванием акустических волн на выпуклой цилиндрической поверхности. Аналогичный характер изменения амплитуд эхо-сигналов в области малых углов ввода (от  $40^\circ$  до  $50^\circ$ ) наблюдается и для отражателей с высотой торцевой поверхности  $L_b$  в 1 мм (см. Рисунок 6б).

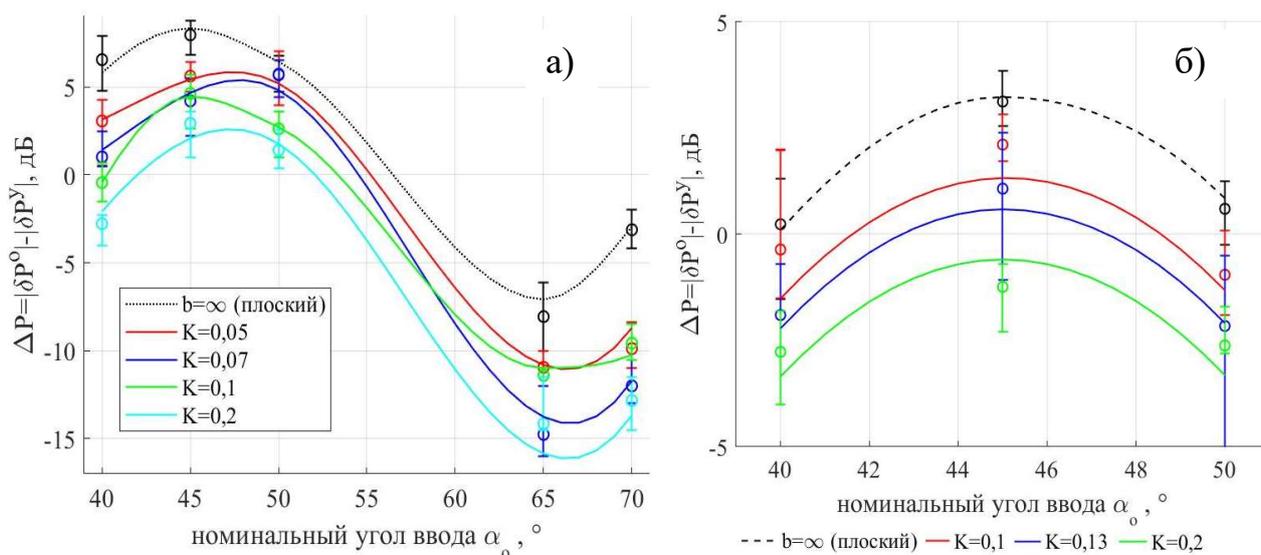


Рисунок 6. Расчётные и экспериментальные данные, полученные относительно опорного бокового цилиндрического отверстия ( $\Delta P_1(\alpha_0)$ ) при  $L_b=2$  мм (а) и  $L_b=1$  мм (б)

При нарушении условий применимости (2) предложенной модели и переходе в область размеров  $b \rightarrow \delta$ , характер изменения амплитуды эхо-сигнала от модели рассматриваемого дефекта отличается от предполагаемого расчётом, что было установлено по отражателям с одинаковой величиной  $K$  равной 0,4, но различными фактическими размерами  $\delta = 1$  мм,  $b = 2,5$  мм и  $\delta = 2$  мм,  $b = 5$  мм. При  $\alpha_0$  более  $45^\circ$  происходит расхождение экспериментальных и расчётных данных, а также совпадение полученных амплитуд эхо-сигналов с амплитудой эхо-сигнала от углового отражателя с плоским основанием. Из этого следует, что

при обозначенном соотношении размеров выпуклого основания его кривизна не будет вызывать уменьшение амплитуды сигнала относительно настроечного уровня, и, тем самым, влиять на достоверность идентификации рассматриваемого дефекта.

На Рисунке 7а приведены данные по корректировке амплитуды эхо-сигнала относительно опорных угловых отражателей с высотой торцевой поверхности в 2 мм. Наблюдается, что с увеличением  $K$  разница  $\Delta P_2$ , дБ амплитуд эхо-сигналов между рассматриваемыми моделями увеличивается. Максимум величины  $\Delta P_2$  составил от 7 до 10 дБ для  $K=0,2$ , при этом значения  $\Delta P_2$  значительно изменяются на диапазоне  $\alpha_0$  от  $50^\circ$  до  $70^\circ$ . Это объясняется дополнительным влиянием рассеивания на выпуклой цилиндрической поверхности и означает, что при больших углах ввода корректировка чувствительности амплитуды эхо-сигнала от трещиноподобного коррозионно-механического дефекта относительно настроечного уровня чувствительности должна выполняться с учётом дополнительного рассеивания на цилиндрической поверхности. При малых углах ввода, которые применяются в акустических внутритрубных инспекционных приборах, влияние такого рассеивания минимально, что также наблюдается из данных, полученных для отражателей с высотой торцевой поверхности равной 1 мм в диапазоне углов ввода от  $40^\circ$  до  $50^\circ$  (см. Рисунок 7б).

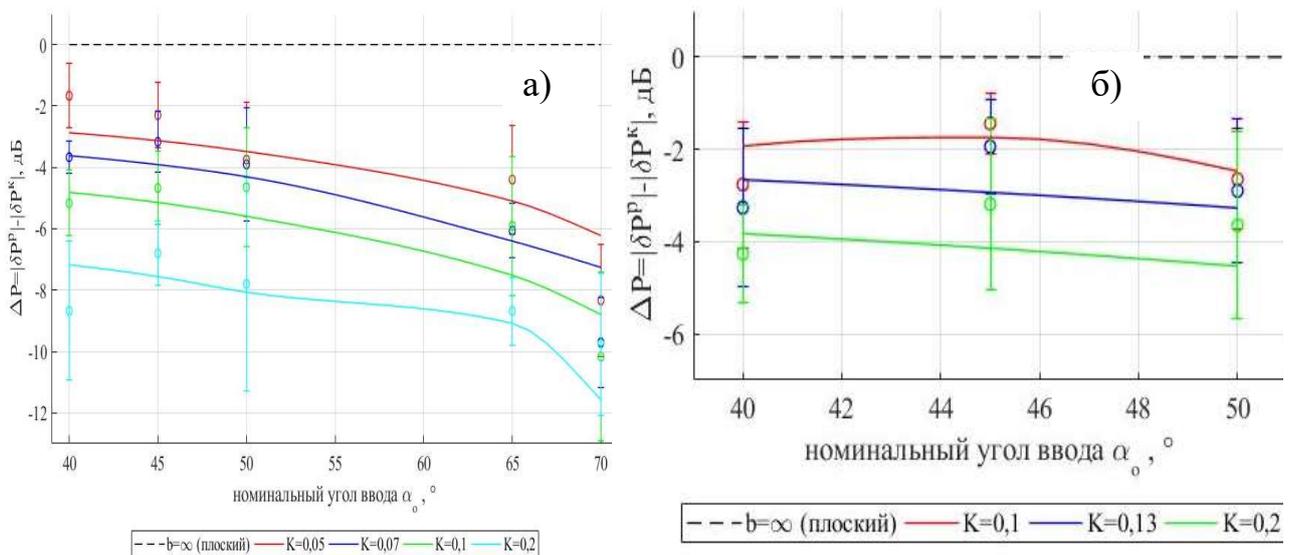


Рисунок 7. Расчётные и экспериментальные данные, полученные относительно регламентируемого углового отражателя с плоским основанием ( $\Delta P_2(\alpha_0)$ ) для  $L_b=2$  мм (а) и  $L_b=1$  мм (б)

Результаты проведенных исследований и сопоставления расчётных и экспериментальных данных свидетельствуют о том, что предложенная расчётная модель позволяет адекватно описать процессы взаимодействия акустических волн с поверхностью трещиноподобного коррозионно-механического дефекта в рамках обозначенных в выражении (2) границ применения полученного уравнения акустического тракта (1), а также, как было получено

экспериментально, при величине отношения  $K$  размеров выпуклого цилиндрического основания не более 0,2. Разброс расчётных и экспериментальных данных составил от 0,5 до 3,3 дБ.

**В четвёртой главе** разработана методика идентификации трещиноподобного коррозионно-механического дефекта и оценена её достоверность по результатам оценки реалистичных дефектов.

Исходя из полученных результатов и учитывая, что величина падения амплитуды эхо-сигнала от трещиноподобного коррозионно-механического дефекта относительно настроечного уровня чувствительности зависит от кривизны повреждения стенки трубопровода (вмятины или общего коррозионного повреждения), являющегося областью зарождения трещины, была разработана методика идентификации такого типа дефектов. Методика предполагает совокупный анализ эхо-сигналов, получаемых с помощью массива прямых преобразователей (оценка величины отношения  $K$  глубины  $\delta$  к радиусу  $b$  повреждения стенки трубы) и наклонных преобразователей (регистрация сигналов от трещиноподобных дефектов). Поскольку амплитуда эхо-сигнала от трещиноподобных коррозионно-механических дефектов будет ниже настроечного уровня ( $\delta P_n$ , дБ – по угловому отражателю с плоским основанием), то для их выявления необходимо использовать поисковый уровень, получаемый уменьшением  $\delta P_n$  на величину максимального падения амплитуды ( $\Delta P_2$ , дБ), соответствующего статистически максимальному значению  $K_{max}$  повреждения поверхности стенки для диагностируемого трубопровода (в рамках границ применимости модели).

Полученные с помощью прямых и наклонных преобразователей данные сопоставляются, что позволяет оценить величину скорректированной в соответствии с величиной отношения  $K$  амплитуды ( $\Delta P = \delta P_d + \Delta_i$ ) эхосигнала от регистрируемой несплошности:  $\delta P_d$ , дБ – регистрируемая амплитуда эхо-сигнала от несплошности в коррозионном или механическом повреждении стенки трубы;  $\Delta_i$ , дБ – величина корректировки  $\delta P_d$ , зависящая от величины отношения  $K$  глубины ( $\delta$ ) повреждения стенки к его радиусу ( $b$ ). Критерием обнаружения трещиноподобного коррозионно-механического дефекта является превышение  $\Delta P$  относительно амплитуды ( $\delta P_n$ ) эхо-сигнала от настроечного углового отражателя. Если  $\Delta P$  меньше  $\delta P_n$ , то несплошность может быть идентифицирована как повреждение стенки трубы (вмятина или коррозионное повреждение).

Далее приводятся результаты оценки достоверности методики на образцах, в которых было выполнено 58 дефектов, из которых 23 составили коррозионные повреждения и вмятины, 9 – поверхностные трещины, 26 – трещиноподобные коррозионно-механические дефекты.

Оценка достоверности выполнялась в соответствие с методикой профессора В.Н. Волченко по формуле:

$$D = 1 - \frac{n_\alpha}{n_\Sigma} - \frac{n_\beta}{n_\Sigma}, \quad (3)$$

где  $n_{\alpha}$  и  $n_{\beta}$  – количество недобракованных и перебракованных дефектов по результатам ультразвукового контроля (УЗК),  $n_{\Sigma}$  – суммарное количество дефектов.

По недобраковке при УЗК имеется 4 дефекта; по перебраковке – 6 дефектов.

Расчёт достоверности (D) по формуле (3) дал значение равное 0,83. Количество дефектов (58 шт.) является представительной выборкой (должно быть порядка 20 – 30 шт.) и вполне достаточной для объективной положительной оценки применения разработанной методики.

Проведённые исследования подтверждают, что разработанная методика позволяет повысить достоверность идентификации трещиноподобного коррозионно-механического дефекта по результатам внутритрубного диагностирования магистральных нефтепроводов акустическими инспекционными приборами на 20% и учесть его потенциальную опасность при расчёте прочности и остаточного ресурса магистральных нефтепроводов.

**В пятой главе** показана технология практического применения разработанной методики на акустических внутритрубных инспекционных приборах, используемых для контроля магистральных нефтепроводов. Разработанная методика применена при внутритрубном диагностировании магистральных нефтепроводов акустическими приборами высокого разрешения, разработанными в ООО «Газпроект-ДКР».

### **Основные выводы и результаты:**

1. В рамках приближения геометрической акустики получено уравнение акустического тракта измерительного канала внутритрубного инспекционного прибора для модели трещиноподобного коррозионно-механического дефекта в виде углового отражателя высотой  $L_b$ , мм с выпуклым цилиндрическим основанием радиусом  $b$ , мм и высотой сектора  $\delta$ , мм;

2. Полученное уравнение акустического тракта применимо при значениях отношения  $K$  высоты  $\delta$  сектора цилиндрической поверхности основания к её радиусу  $b$  не менее  $3\lambda_t^2/b^2$  ( $\lambda_t$ , мм – длина падающей на поверхность модели поперечной волны) и не более 0,2;

3. Амплитуда эхо-сигнала от поверхности углового отражателя с выпуклым цилиндрическим основанием не превышает амплитуду эхо-сигнала от регламентированного документацией углового отражателя с плоским основанием. С увеличением  $K$ , разница между ними увеличивается и принимает при  $K$  равном 0,2 максимальное значение (для  $L_b$  в 2,0 мм) около 8 дБ. При неограниченном увеличении радиуса основания, что соответствует переходу к плоской поверхности, амплитуды эхо-сигналов от обозначенных моделей совпадают;

4. Величина уменьшения амплитуды эхо-сигнала от трещиноподобного коррозионно-механического дефекта относительно регламентированной модели углового отражателя пропорциональна величине

$\sqrt{b\cos(\alpha)}/\sqrt{lm + R + b\cos(\alpha)}$ , характеризующей рассеивание упругих волн на выпуклой цилиндрической поверхности основания предложенной модели дефекта;

5. Величина корректировки чувствительности измерительного канала внутритрубного инспекционного прибора для идентификации трещиноподобного коррозионно-механического дефекта устанавливается в соответствии с величиной отношения  $K$  глубины  $\delta$  к радиусу  $b$  коррозионного или механического повреждения стенки трубы в основании такого дефекта;

6. Разработанная методика идентификации трещиноподобного коррозионно-механического дефекта, базирующаяся на анализе скорректированной (в зависимости от величины отношения  $K$ ) амплитуды эхо-сигнала от механического или коррозионного повреждения стенки трубы и амплитуды эхо-сигнала от настроечного углового отражателя (с плоским основанием), позволяет повысить достоверность оценки типа (идентификации) обозначенного дефекта не менее чем на 20%;

7. Методика идентификации трещиноподобного коррозионно-механического дефекта апробирована при внутритрубном диагностировании магистральных нефтепроводов с использованием акустических инспекционных приборов, разработанных в ООО «Газпроект-ДКР».

#### **Основное содержание диссертации опубликовано в работах:**

1. Жуков А.Д. К вопросу выявления и идентификации комбинированных дефектов при диагностировании магистральных нефтепроводов с использованием акустических внутритрубных инспекционных приборов // Контроль.Диагностика. 2019. №4. С. 28–33. (0,7 п.л.)

2. Жуков А.Д., Григорьев М.В., Данилов В.Н. Расчёт акустического тракта для трещиноподобного коррозионно-механического дефекта // Дефектоскопия. 2019. №7. С. 3–11. (1,04 п.л.)

3. Жуков А.Д., Григорьев М.В., Данилов В.Н. Исследование вопроса идентификации трещиноподобного коррозионно-механического дефекта акустическими внутритрубными инспекционными приборами // Контроль.Диагностика. 2020. №2. С. 64–71. (0,81 п.л.)

Автор выражает благодарность д – ру техн. наук В. Н. Данилову за ценные замечания и помощь при проведении теоретических исследований и обсуждение их результатов, а также д – ру техн. наук В. М. Ушакову за критические замечания, помощь и поддержку при выполнении работы