

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования «Омский государственный университет путей сообщения»
(ОмГУПС (ОМИИТ))

На правах рукописи

Федотов Александр Анатольевич

**АКТИВНЫЙ ПОМЕХОУСТОЙЧИВЫЙ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИЙ
СПОСОБ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО
ТРУБОПРОВОДА**

Специальность 05.11.13 «Приборы и методы контроля природной среды, веществ,
материалов и изделий»

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Первый научный руководитель:

д.т.н., профессор

Епифанцев Б. Н.

Второй научный руководитель:

к.т.н., профессор

Ахмеджанов Р. А.

Омск – 2017

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	4
1 БЕЗОПАСНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ.....	8
1.1 Угрозы безопасности магистральных трубопроводов	8
1.2 Обзорное исследование проблемы нейтрализации угроз безопасности магистральных трубопроводов	10
1.3 Выводы	21
2 МОДЕЛЬ ВИБРОАКУСТИЧЕСКОГО СИГНАЛА, ФОРМИРУЕМОГО НА ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА УДАРНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ	22
2.1 Постановка задачи.....	22
2.2 Базовая модель вибраакустического сигнала при ударном воздействии на трубопровод	29
2.3 Полная модель вибраакустического сигнала при ударном воздействии на трубопровод	36
2.4 Оценка адекватности базовой и полной модели.....	44
2.5 Выводы	52
3 АКТИВНЫЙ ПОМЕХОУСТОЙЧИВЫЙ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИЙ СПОСОБ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА	53
3.1 Постановка задач.....	53
3.2 Моделирование работы активной вибраакустической системы обнаружения нарушений	54
3.3 Результаты экспериментов по обнаружению имитаторов нарушений на действующем трубопроводе.....	63
3.4 Оценка вероятностей ошибок распознавания	71
3.5 Выводы	83
4 ОЦЕНКА ЗАТУХАНИЯ РАСПРОСТРАНЯЮЩИХСЯ ПО ТРУБОПРОВОДУ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ.....	85

4.1 Постановка задачи описания распространения упругих волн в волноводах	85
4.2 Распространение упругих колебаний в наземном трубопроводе	88
4.3 Регрессионная модель затухания упругих колебаний заглубленного трубопровода	94
4.4 Информативные частоты амплитудного спектра сигналов в задаче обнаружения нарушений	114
4.4 Выводы	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	120
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ А	138
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	146

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Аварии на объектах трубопроводного транспорта характеризуются экономическими и экологическими ущербами. Финансовые потери от несанкционированных врезок для бюджета страны по оценкам аналитиков составляют до 37 млрд рублей в год. Утечка в магистральном нефтепроводе «Усть-Балык-Нижневартовск» в феврале 2015 года стала причиной крупного загрязнения прилегающей территории площадью 8000 м². По данным ОАО «Транснефть» в период с 2003 по 2012 год на объектах компании было выявлено 4779 незаконных подключений. За 2013 год только по Южному федеральному округу потери нефти составили 50 тыс. тонн, а количество обнаруживаемых врезок в нефтепроводы может составлять до четырех в сутки. В 2016 году на окраине поселка Гирей в Краснодарском крае обнаружена подземная система из двух действующих трубопроводов протяженностью 5,6 км, которая позволяла преступной группе в течение пяти месяцев осуществлять хищение нефти из магистрального нефтепровода "Малгобек-Тихорецк-Туапсе".

Задача по сокращению несанкционированных воздействий на трубопровод и обнаружения утечек нефти продолжает оставаться актуальной, так как существующие способы обеспечения безопасности магистральных трубопроводов являются недостаточно эффективными.

Основная идея работы состоит в разработке способа, позволяющего обеспечить непрерывный контроль состояния трубопровода посредством периодической генерации упругих колебаний, накопления вибраакустического сигнала на удаленном конце трубы и сравнения текущего сигнала с образцовым, соответствующим нормальному функционированию трубопровода.

Объект исследования – упругие колебания трубопровода, возникающие при точечном ударном воздействии на его поверхность.

Цель диссертационной работы: разработка активного помехоустойчивого вибраакустического способа контроля состояния магистрального трубопровода.

Задачи диссертационной работы:

- обзорное исследование существующих методов и способов обнаружения нарушений в магистральном трубопроводе с оценкой их потенциальных возможностей;
- разработка, теоретическое и экспериментальное исследования способа обнаружения несанкционированных воздействий на магистральный трубопровод;
- математическое моделирование вибраакустического сигнала при ударном точечном воздействии на поверхность трубопровода;
- математическое моделирование функционирования предложенного способа в условиях интенсивного шумового фона;
- оценка вероятностей ошибок обнаружения локальных несанкционированных изменений в магистральном трубопроводе;
- оценка влияния факторов окружающей среды на затухание колебаний трубопровода;
- определение информативных диапазонов частот амплитудного спектра вибраакустического сигнала при возникновении нарушений в магистральном трубопроводе.

Методы исследований. В работе применялись методы теории вероятностей и математической статистики, физики контактных взаимодействий упругих тел, теории поперечных колебаний стержня, обнаружения сигналов.

Научная новизна. В процессе исследований получены следующие новые результаты:

- способ обнаружения несанкционированных воздействий на магистральный трубопровод, позволяющий зафиксировать отклонение его состояния от нормы, основанный на зондировании контролируемого участка вибраакустическим сигналом, повышении отношения сигнал/шум, принятии решения по результатам сопоставления формы накопленного сигнала с образцовым;
- математические модели ударного воздействия на поверхность трубопровода, основанные на теории колебания стержня: базовая и полная,

позволяющие моделировать вибраакустический сигнал, фиксируемый на поверхности трубы;

- результаты математического моделирования функционирования предложенного способа в условиях интенсивного шумового фона;
- регрессионная модель затухания упругих колебаний при их распространении по заглубленному трубопроводу, позволяющая оценить степень влияния влажности грунта, глубины погружения трубопровода, частоты зондирующего сигнала;
- результаты оценки вероятностей ошибок первого и второго рода обнаружения нарушений на действующем трубопроводе разработанным способом;
- информативные диапазоны частот амплитудного спектра вибраакустического сигнала при возникновении нарушений в магистральном трубопроводе.

Достоверность полученных результатов определяется корректным использованием математического аппарата при построении аналитических выражений, отсутствием противоречий между полученными результатами и выводами исследований, описанных в научной литературе, экспериментальной проверкой разработанного способа на метрологически поверенной аппаратуре с погрешностью не более 10%.

Практическая значимость заключается в доказанной возможности с помощью разработанного способа обнаруживать шурфы, врезки и несанкционированную установку объектов на магистральный трубопровод.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

- активный помехоустойчивый вибраакустический способ контроля состояния магистрального трубопровода, позволяющий обнаруживать шурфы, врезки и несанкционированную установку объектов на его поверхность;
- математические модели вибраакустического сигнала, возникающего при ударном воздействии на трубопровод;
- результаты математического моделирования функционирования разработанного способа в условиях интенсивного шумового фона;

– информативные диапазоны частот амплитудного спектра виброакустического сигнала при возникновении нарушений в магистральном трубопроводе.

Апробация работы. Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на конференциях:

- всероссийская молодежная научно-техническая конференция «Россия молодая: передовые технологии – в промышленность!», Омск, 2011.
- международная научно-практическая конференция «Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании», Одесса, 2011.
- IX Международная научно-техническая конференция «Динамика систем, механизмов и машин», г. Омск, 2014.
- III Международная научно-практическая конференция «Современная наука: теоретический и практический взгляд», г. Таганрог, 2015.
- Международная научно-практическая конференция «Вопросы образования и науки», г. Тамбов, 2015.

Публикации. По результатам исследований опубликовано 13 работ, в том числе четыре статьи в журналах из Перечня ВАК, пять статей по материалам докладов на конференциях, два патента на изобретение, два свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад автора. Все основные научные теоретические и экспериментальные исследования выполнены автором. Научный руководитель принимал участие в постановке целей и задач исследования, их предварительном анализе и обсуждении результатов.

Полученные научные результаты соответствуют пунктам 1,4,6 области исследований паспорта специальности 05.11.13.

Структура и объем работы. Диссертация изложена на 156 страницах машинописного текста, содержит 107 рисунков и 15 таблиц, состоит из введения, четырех глав, списка использованной литературы из 117 наименований и четырех приложений.

1 БЕЗОПАСНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

1.1 Угрозы безопасности магистральных трубопроводов

По протяженности трубопроводов Россия занимает второе место после США. Общая протяженность российских трубопроводов составляет более 230 тыс. км. [1]. Ежегодно потери от несанкционированных врезок в нефтепроводы оцениваются миллионами тонн, или 3% от объема перекачиваемого продукта на территории Российской Федерации. В Дагестане за три месяца из трубопроводной системы «Транснефть» через несанкционированные врезки было похищено около десятой части транспортируемой нефти [2]. Подрывы трубопроводов приводят к еще более серьезным последствиям. В мексиканском штате Пуэбло погибло более 28 человек и 57 получили тяжелые ранения в результате взрыва нефтепровода. Сгорело около 100 жилых домов в радиусе 5 километров. Взрыв произошел вследствие прорыва запорных задвижек от совершения несанкционированной врезки в нефтепровод с нарушением технологии [3].

Обход трубопровода человеком – основной метод обнаружения и предотвращения врезок в России. Учитывая большую протяженность трубопроводов и увеличивающиеся потери перекачиваемого продукта от хищений, становится очевидным вывод о неэффективности существующего контроля за состоянием трубопроводных систем. Только в Иркутской области в течение 2007 и 2008 годов было обнаружено 159 несанкционированных врезок [4]. В 2011 году за девять месяцев из нефтепровода «Баку-Тихорецк» зафиксированы хищения нефти в объеме более 50 тысяч тонн. Ежегодные потери нефти в трубопроводе «Баку-Новороссийск» составили около 500 тысяч тонн или около 10% от мощности трубопровода. Общий ущерб от хищений оценен в 350-400 миллионов долларов [5].

Значительное число врезок связано с высокой квалификацией злоумышленников, использующих современные технологии для обхода систем защиты [2]. На окраине поселка Гирей в Краснодарском крае обнаружена подземная система из двух действующих трубопроводов протяженностью 5,6 км, которая позволяла преступной группе осуществлять хищение нефти из магистрального нефтепровода "Малгобек-Тихорецк-Туапсе" с апреля по август 2016 года. Незаконная деятельность не была обнаружена ввиду использования злоумышленниками компенсационного оборудования, позволявшего отбирать нефть из магистрали без перепадов давления [6].

Статистика хищений нефти по городам России в период 2003-2012 год от ОАО «Транснефть» приведена на рис. 1.1 [7].

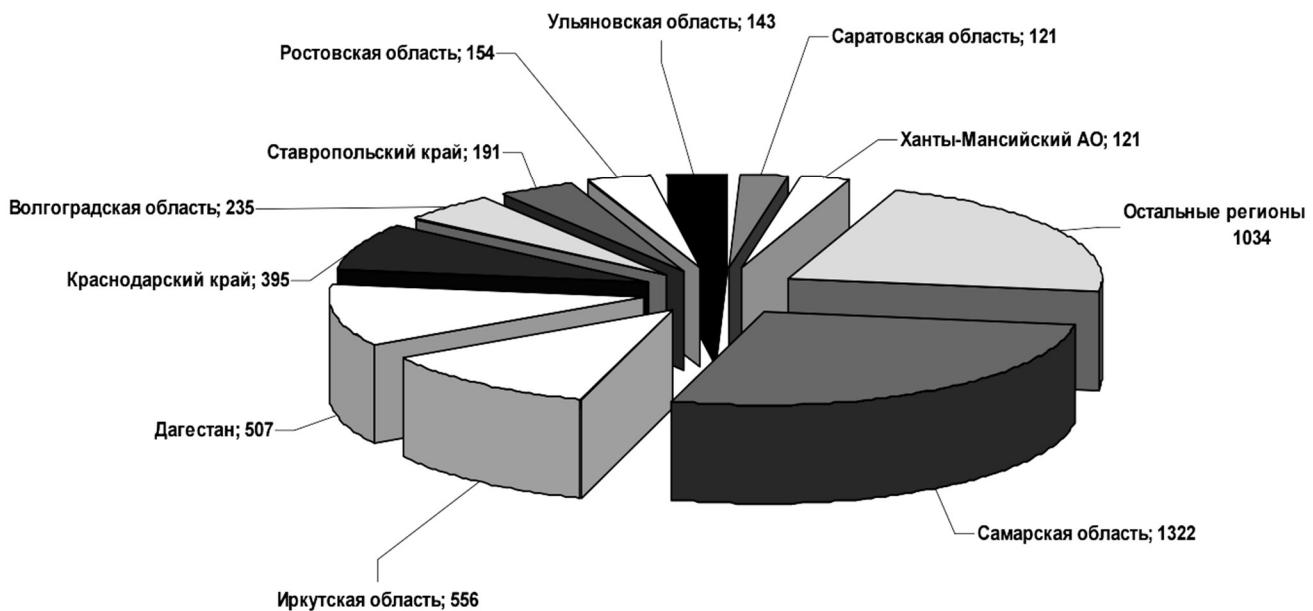


Рис. 1.1 Статистика обнаружения врезок в трубопроводы по городам России

Приведенные данные отражают количество обнаруженных нарушений (4779 за 10 лет) и не включают в себя действующие незафиксированные подключения. Известны случаи, когда служба безопасности ОАО «Транснефть» обнаруживала дистанционно управляемые задвижки на врезках, а также веб-камеры, при помощи которых преступники следили за подходами службы охраны к трубопроводу, и маячки, сигнализирующие о приближении человека к месту врезки. Высокая

квалификация злоумышленников позволяет их деятельности оставаться необнаруженной [8].

Директор службы безопасности ОАО «Транснефть» ставит задачу применения технических средств защиты трубопроводов, в частности, внедрения системы с чувствительным к вибрации кабелем для предотвращения подготовительных работ (раскапывание грунта) [8].

Таким образом, можно утверждать, что на современном этапе сформировалось три типа угроз безопасности магистральным трубопроводам:

- подключение трубопровода злоумышленника к существующему (врезка в трубу);
- установка инородных объектов на трубу с целью подрыва;
- создание шурфа для последующего подключения к заглубленному трубопроводу.

1.2 Обзорное исследование проблемы нейтрализации угроз безопасности магистральных трубопроводов

Для решения задачи предотвращения (а также обнаружения) врезок и повышения эффективности автоматизированных средств контроля трубопроводов используется 12 методов контроля трубопроводных систем, лежащих в основе технических решений, отраженных в патентной литературе. Зарегистрировано 69 патентов [9-77], направленных на обеспечение безопасности трубопроводов.

В основополагающей работе [78] обоснована необходимость расширения спектра задач по диагностике действующих трубопроводов с целью предотвращения внешних воздействий на нефтепроводы и обнаружения зарождающихся утечек продукта в газопроводах [79,80].

На сегодняшний день разработчиками предложены следующие принципы, методы и способы контроля трубопроводов [81]:

- изменение расхода перекачиваемого продукта;
- внутритрубная диагностика;
- метод магнитной томографии;
- ультразвуковая диагностика;
- вибрационный пассивный метод;
- контроль давления жидкости;
- электромагнитный метод;
- фиксирование ударной волны;
- оптический метод (лазерное зондирование, видеонаблюдение);
- рентгеновский метод;
- метод акустической эмиссии;
- оптоволоконный метод.

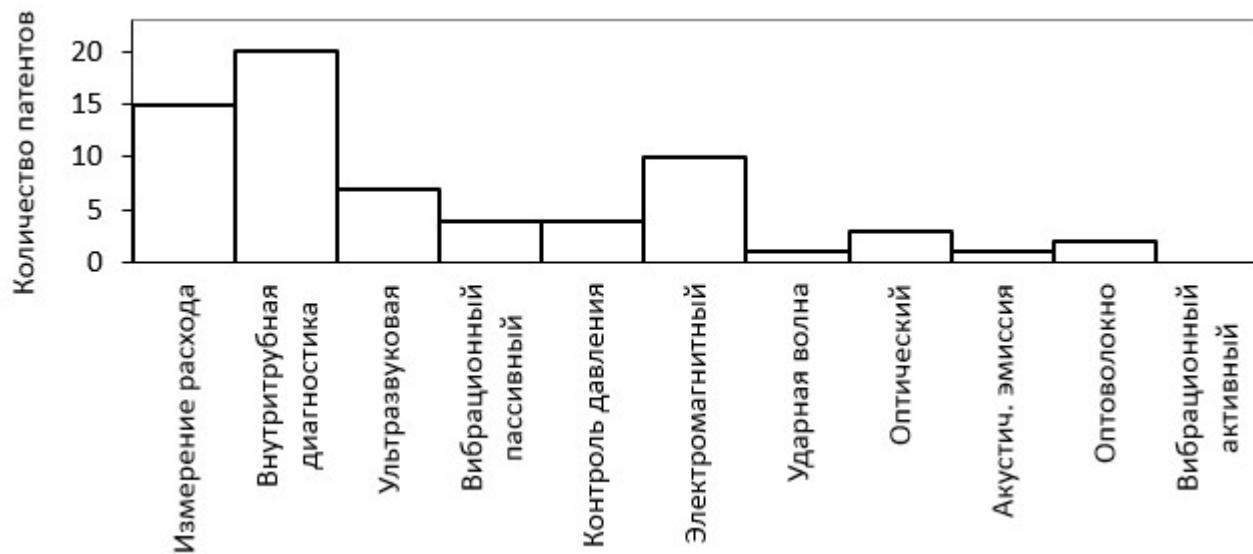


Рис. 1.2 Распределение количества зарегистрированных патентов по методам контроля трубопроводов за период 2005-2011г.

Методы магнитной томографии и рентгеновский не позволяют проводить оперативное предотвращение и обнаружение нарушений на протяженных участках трубопроводов. Самыми распространенными технологиями контроля качества трубопроводных систем является внутритрубная диагностика и измерение расхода жидкости (рис. 1.2), которые позволяют осуществлять не только точечную диагностику, но и контролировать протяженные участки трубопроводов.

Определение изменения расхода жидкости требует применения высокочувствительных датчиков. Системы способны обнаруживать утечки с интенсивностью 1% от производительности трубопроводов. При производительности 10000 куб.м/час один процент от потока будет составлять 100куб.м./час (или 2400 тыс. литров в сутки, что составляет 40 железнодорожных цистерн). При менее интенсивной течи системы расхода не могут зафиксировать врезку, и этот факт активно используют злоумышленники, которые «обходят» датчики, компенсируя полученный продукт из трубы закачкой другого, не представляющего ценность, что позволяет им оставаться незамеченными системами контроля давления, фиксирующими падение давления в трубе вследствие возникновения течи [5,82].

Внутритрубная диагностика требует, например, слежения за передвигающимся снарядом с оборудованием и накладывает на скорость обнаружения дефектов существенные рамки, не позволяющие проводить обследование круглые сутки в каждой точке трубопровода. Преступники обладают знаниями, позволяющими маскировать врезку от систем внутритрубной диагностики. Например, они используют конструкции с обратным клапаном, не позволяющим обнаружить врезку [83].

Ультразвуковая диагностика имеет ограниченную дистанцию контроля и требует применения дорогостоящего оборудования для генерации импульсов значительной амплитуды. Виброакустический пассивный способ контроля позволяет обнаруживать процесс совершения врезки, но не ее предотвращение, а также не способен обнаруживать установленные на трубопровод инородные предметы. Эти недостатки также присутствуют у метода, использующего регистрацию ударной волны и контроля давления, а также у метода акустической эмиссии.

Оптоволоконный метод также позволяет лишь указать на подозрительную активность вблизи трубопровода, он обладает низкой помехоустойчивостью вблизи автомагистралей и иных участков с высоким уровнем шума [81,84].

Электромагнитный способ позволяет проводить диагностику протяженных объектов с помощью серии приемопередающих устройств, но требует нанесения на металлическую трубу электроизоляционного слоя, что приводит к невозможности монтажа систем данного типа на действующие трубопроводы [9].

Системы видеонаблюдения требуют наличия оператора для слежения за активностью в охраняемой зоне и не позволяют обеспечивать контроль протяженных участков [10].

Большинство методов контроля состояния трубопроводов не позволяет обнаруживать подготовительные работы до совершения врезки. Среди методов предотвращения отбора нефти следует отметить вибрационный пассивный, оптический, оптоволоконный и вибрационный активный. Проведем анализ их достоинств и недостатков.

Вибрационный пассивный метод основан на анализе виброакустических и сейсмических сигналов вблизи контролируемой зоны (в нашем случае – протяженный трубопровод) путем сравнения полученного сигнала с трубы или окружающей ее среды с образцовым, хранящимся в базе данных [11-13]. Метод позволяет фиксировать потенциально опасные предвестники хищений продукта и определять их тип, например, подъезд транспортных средств и их идентификацию [13]. Системы, использующие мониторинг вибрации грунта с помощью сейсмических датчиков, имеют существенный недостаток – ограниченная дистанция (до 200м) между чувствительными элементами ввиду интенсивного затухания сигнала в грунте [11]. Для решения задачи обнаружения ударных воздействий на поверхность был разработан метод мониторинга протяженных объектов с применением чувствительных к вибрации датчикам, устанавливаемым на трубопровод. Дистанция между устанавливаемыми датчиками по сравнению с сейсмическим мониторингом увеличивается до 10 миль [14]. Однако установка датчиков вибрации на таком расстоянии позволяет обнаруживать лишь факт значительного воздействия, к которому не относится раскапывание грунта вокруг трубы. Однако не прослеживается возможность обнаружения вида воздействия (сверление, пробой).

Системы мониторинга, использующие сейсмические сигналы, имеют низкую чувствительность, им свойственна высокая вероятность ложных срабатываний ввиду воздействия различных факторов окружающей среды на грунт. Недостатком виброакустических пассивных систем является низкая эффективность в условиях сильной зашумленности и короткие дистанции между чувствительными элементами. Мониторинг возможен лишь при фиксации значительных деформаций объекта [14].

Визуальный мониторинг трубопроводов предполагает для повышения эффективности работы применение сети видеокамер для фиксирования несанкционированных действий, либо подготовки к ним, а также датчиков давления и акустической. Также используют тепловизионную аппаратуру, установленную на летательных аппаратах, для обнаружения изменений характеристик тепловых полей вблизи пролегания трубопровода вследствие возникновения течи, но данные системы не способны предотвратить отбор продукта [15]. Очевидным в системе видеонаблюдения [10] следует считать недостаток, связанный с возможностью мониторинга отдельно взятого участка трубопровода и невозможностью контроля протяженных конструкций. Отсутствие способов автоматического распознавания событий, фиксируемых камерой, указывает на необходимость постоянного присутствия оператора для анализа видеоизображения и принятия решения.

Можно выделить два направления, в рамках которых в основном проводятся исследования для решения обозначенных задач. Наибольшее внимание уделяется использованию волоконно-оптического кабеля в качестве датчика по измерению распределений температуры и механического напряжения в окружающей трубопровод среде.

Утверждается, что системы подобного вида позволяют обнаруживать утечки из трубопровода интенсивностью 50 мл/мин на магистралях протяженностью 16,85 км [84]. Изложенный принцип обнаружения внешних воздействий на окружающую трубопровод среду (признак: «механические напряжения») и небольших утечек (локальное изменение температуры этой среды) положен в основу «Системы

обнаружения утечек и контроля активности «Омега», внедренный в ОАО «АК «Транснефть», о чувствительности которой можно судить по результатам обнаружения ею пролетающих самолетов [85].

Анализ возможности широкого использования оптоволоконных систем для решения поставленных задач привел к более осторожным выводам. Сильное влияние акустического шума естественного и искусственного происхождения на принимаемые решения сужает область их применения [81]. Вектор развития таких систем ориентирован на усложнение алгоритмов обработки данных. Австралийская компания Future Fiber Technologies предлагает продукт, основу которого составляет программное обеспечение стоимостью более 100 тыс. долл [86].

Второе направление диагностики состояния трубопроводов основано на анализе упругих колебаний трубы. В месте формирующегося сквозного дефекта генерируются импульсы акустической эмиссии, которые можно зафиксировать на ее внешней поверхности на расстояниях до 100 м от точки их возникновения [87], а при дополнительном использовании средств обработки сигналов – на расстояниях до 500м [88]. Требование к увеличению этой дистанции удалось реализовать через выделение и анализ инфразвуковых сигналов, возбуждаемых и регистрируемых в перекачиваемой жидкости. Утверждается, что при реализации этой новации удается обнаруживать утечки с интенсивностью 0,04 % от производительности трубопровода [89] при его протяженности до нескольких сотен километров. Работы по этому варианту решения задачи в основном представлены рекламными материалами и судить о его перспективности без основательного анализа обеспечиваемой помехоустойчивости метода с учетом турбулентности потоков перекачиваемого продукта затруднительно. В целом, основываясь на анализе мирового опыта создания и эксплуатации систем обнаружения утечек для трубопроводов, сделан вывод: «Системы охраны, основанные на регистрации акустических сигналов, в том числе оптоволоконные системы, не эффективны для трубопроводов из-за фоновых шумов» [81].

В рамках второго направления контроля состояния участков трубопровода, характеризующихся высоким уровнем шумовой обстановки (вблизи дорог, насосных станций и др.) и ограниченной протяженностью (порядка 1 км) предложено использовать активную систему, основанную на возбуждении виброакустических импульсов в трубопроводе с последующим анализом зарегистрированных сигналов на заданном удалении от места их формирования [90]. Объект контроля по условиям эксплуатации допускает его «прозванивание» до ста тысяч раз прежде чем принять решение. Каждый «прозванивающий» импульс несет ничтожную информацию о состоянии участка контролируемого трубопровода, но использование всей совокупности импульсов в принципе позволяет получить приемлемые вероятности ошибок 1-го и 2-го рода.

На основе анализа 69 патентов [9-77] выявлены приоритетные цели, поставленные разработчиками. Выделены следующие разновидности достижения технического результата (рис. 1.3):

- уменьшение стоимости обслуживания системы;
- упрощение конструкции;
- повышение надежности обнаружения;
- повышение точности определения координаты нарушения;
- уменьшение времени на обнаружение;
- расширение функционала (универсальность);
- увеличение дистанции функционирования.

Сделан вывод о том, что наибольший интерес для разработчиков систем контроля трубопроводов заключается в повышении надежности обнаружения.

Повышение надежности является первостепенной задачей, поскольку имеет место быть наличие высокой вероятности ошибок первого и второго рода и затрудненность применения некоторых систем в зашумленных условиях (давление жидкости, окружающая среда). Второй по значимости является задача повышения точности определения координаты нарушения.

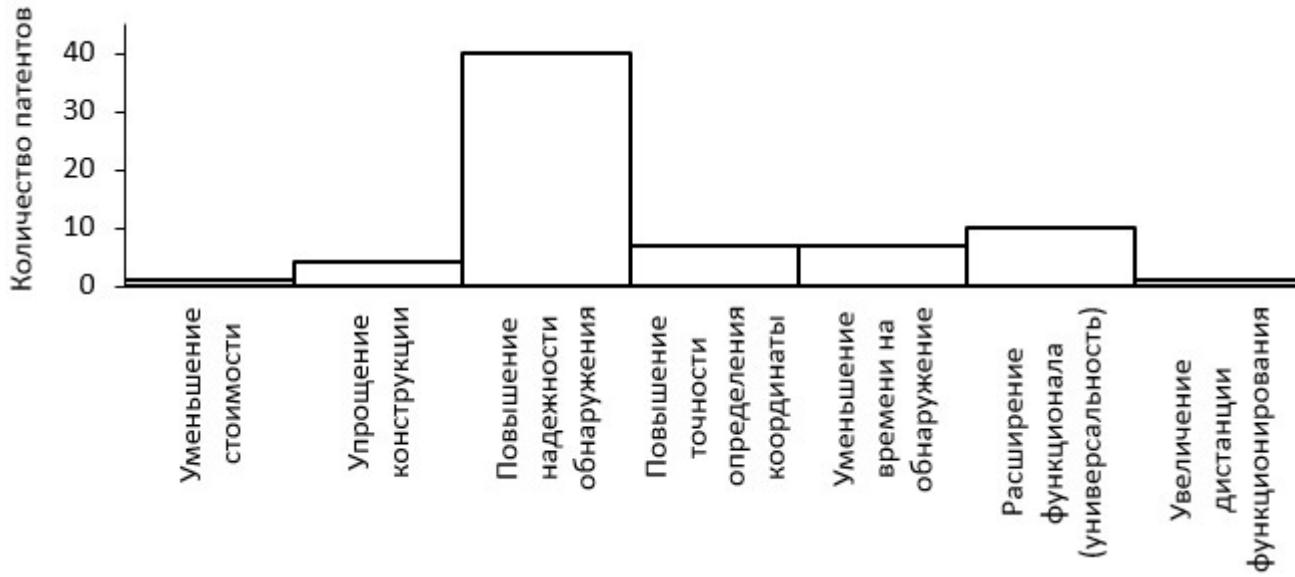


Рис. 1.3 Распределение количества зарегистрированных патентов по поставленным целям за период 2005-2011г.

Третье место по количеству работ заняли разработки комплексных систем функционирования в различных условиях, технологических в настройке, с решением большого спектра подзадач. Важным для обеспечения безопасности является оперативность выявления нарушений, так как время обнаружения влияет на объем потерь продукта.

Повышение дальности обнаружения не является первостепенной задачей, однако не следует считать, что данный аспект не является важным. Большинство разработок не позволяют осуществлять мониторинг протяженных объектов длиной более 1км ввиду особенностей заложенных физических принципов функционирования.

На упрощение конструкции направлено небольшое количество новых решений, как и на уменьшение стоимости конечного продукта. Есть интерес к расширению функционала и универсальности (обнаружение различных видов дефектов и распознавание появления коррозии, просадок и т.д.). В сфере обеспечения безопасности нефтегазовых комплексов, в первую очередь важна надежность обнаружения, а стоимость систем защиты значительно перекрывается количеством обнаруженных утечек и сохранением перекачиваемого продукта.

В работе проведен анализ статей, в основном посвященных разработке систем контроля трубопроводов. Отмечена наибольшая заинтересованность научного сообщества в области совершенствования систем измерения расхода продукта (рис. 1.4).

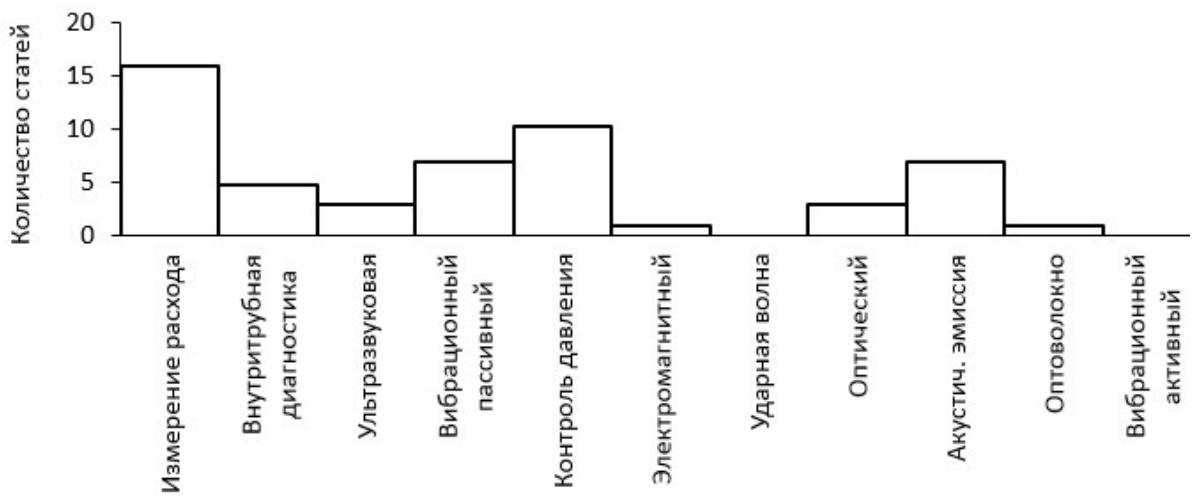


Рис. 1.4 Распределение количества опубликованных статей по методам контроля состояния трубопроводов за период 2005-2011г.

Результаты анализа периодической и патентной литературы свидетельствуют о наличии значительного количества работ по измерению расхода продукта. Повышенный интерес к работам по совершенствованию расходомеров объясняется возможностью применения множества программных и аппаратных анализаторов для определения различных параметров, необходимых для поддержания работоспособности трубопроводных систем. Однако для обеспечения защиты трубопроводов от несанкционированной деятельности метод измерения расхода жидкости является недостаточно эффективным ввиду его низкой чувствительности.

Поиск существующих на рынке систем автоматизированного контроля состояния протяженных трубопроводов показал ограниченное количество соответствующих патентов, лишь малое число разработок смогло «пробиться» на рынок. Это объясняется прежде всего тем, что разработанные методы хотя и решают поставленную задачу контроля трубопроводов в определенной мере, но большинство из них не могут обеспечить функционирование с обеспечением всех технических требований, предъявляемым к системам данного типа. В результате

анализа зафиксировано восемь систем, прошедших необходимые испытания на действующих трубопроводах. Однако им присущи следующие недостатки:

1. низкая чувствительность;
2. невозможность классификации угроз;
3. неспособность обнаружения установки инородных тел на поверхность;
4. невозможность обнаружения подготовительных работ до начала сверления трубы;
5. малые расстояния между чувствительными элементами системы;
6. сложность в обслуживании, необходимость внедрения в действующую трубопроводную систему с предварительным прекращением ее работы;
7. высокая стоимость системы.

Анализ рынка (табл. 1.1) показал, что на данный момент не существует систем, свободных от перечисленных недостатков. Существующие методы обеспечения безопасности трубопроводных систем не позволяют решить задачу предотвращения отбора нефтепродукта с должным уровнем надежности.

Таблица 1.1 – возможности систем контроля состояния трубопроводов, представленных на рынке

	Магистраль	LeakSpy	Appius LD	Капкан	На основе извещателей "Гюрза"	WAVEALERT	"Петролайт" СВМПО	WaveControl - Pipeline Leak Detection
Нетребовательность к изменению структуры трубопровода	+	-	+	+	+	+	+	-
Многофункциональность	-	+	+	-	-	-	-	-
Чувствительность менее 0,5% от производительности продуктопровода	-	-	-	-	-	+	-	-
Классификация угроз	-	-	-	-	-	-	+	-
Определение координаты утечки	+	-	-	+	+	+	+	+
Возможность предотвращения врезки	+	-	-	+	+	-	+	-
Обнаружение инородных тел на трубопроводе	-	-	-	-	-	-	-	-
Расстояние между чувствительными элементами	300м	-	-	500м	100м	30км	-	25км

Кроме того, анализ патентной литературы и существующих на рынке решений показывает, что накопленный уровень знаний не может служить основой создания автоматизированных систем предотвращения отбора продукта. Лишь четыре из 13 методов контроля состояния трубопровода позволяют производить предотвращение отбора продукта, но ни в одном из них не было найдено решения, позволяющего обеспечить безопасность протяженных трубопроводов на уровне, удовлетворяющим требования эксплуатации.

Сделан вывод о том, что активный виброакустический метод является наиболее приемлемым для решения задачи комплексного обеспечения безопасности трубопроводов и, в частности, для предотвращения несанкционированного отбора нефтепродуктов [91]. Это становится возможным благодаря подходу, позволяющему контролировать различные воздействия на трубопровод, не сопровождающиеся какими-либо фиксируемыми колебаниями. Анализ упругих волн, распространяющихся в трубе, позволяет обнаружить раскапывание грунта (подготовка к отбору продукта), прилегаемого к трубопроводу, а также установку инородных тел (террористические акты), на что не способны системы пассивного виброакустического контроля. При этом, система активного виброакустического контроля по-прежнему позволяет производить «прослушивание» виброакустической активности трубопровода (сверление, пробой), включая в себя все возможности систем виброакустического пассивного контроля с добавлением функции обнаружения раскапывания грунта и установки боеприпасов на трубу. Очевидным преимуществом способа активного виброакустического контроля является значительное повышение расстояния между устанавливаемыми чувствительными элементами, ограниченного лишь амплитудой генерируемого сигнала, что позволяет без нанесения повреждений трубопроводу проводить его диагностику на расстояниях, недостижимых для пассивных систем при использовании одной пары «генератор-приемник» с функцией идентификации типа воздействия. Таким образом, активный виброакустический контроль с алгоритмами пассивного распознавания воздействий позволяет создать систему, включающую в себя функции

предотвращения врезок и террористических актов (обнаружением раскапывания грунта и установки боеприпасов), а также обнаружения сверления и ударных воздействий на трубопровод злоумышленниками.

1.3 Выводы

1. Показано, что известные решения по предотвращению хищений нефтепродуктов являются недостаточно эффективными и нуждаются в усовершенствовании.
2. Исследованы пути обеспечения безопасности магистральных трубопроводов и выделен подход, основанный на развитии виброакустического вида контроля, способного фиксировать несанкционированную деятельность.
3. Предложен активный помехоустойчивый способ виброакустического контроля, позволяющий фиксировать изменения в структуре трубы и окружающей ее среде.

2 МОДЕЛЬ ВИБРОАКУСТИЧЕСКОГО СИГНАЛА, ФОРМИРУЕМОГО НА ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА УДАРНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ

2.1 Постановка задачи

При механическом воздействии на тело трубы, а также при возникновении трещин и деформаций в процессе ее эксплуатации формируются акустические сигналы, которые можно зафиксировать на расстоянии более 500м с использованием виброакустических датчиков, расположенных на поверхности трубопровода [11-13]. При распространении волн по металлической структуре газопровода из-за значительного различия волновых сопротивлений металла и газа переизлучение акустической энергии в перекачиваемый продукт ничтожно (при нормальном падении продольной волны на границу «сталь–воздух» переизлучается 0,002% энергии [92]), но заметная доля энергии распространяющегося импульса уходит в окружающий грунт [93,94]. При изменении параметров почво–грунтов в локальной области (выход нефти, удаление грунта и др.) формируются локальные градиенты переизлучения акустической энергии в трубе.

В данной работе предлагается обеспечить контроль состояния трубопровода формированием в нем периодической последовательности импульсов упругих колебаний генератором, установленным на поверхности трубы. При возникновении переизлучения акустической энергии (подкоп, установка предмета) в трубопроводе фиксируется изменение параметров виброакустического сигнала. Способ основан на фиксировании состояния трубопровода при нормальных условиях функционирования (формирование образца) и последующем сравнении с ним поступающих сигналов. Так как среда распространения колебаний в действующем трубопроводе является зашумленной, предлагается обеспечить повышение отношения сигнал/шум посредством когерентного накопления сигнала с усреднением пропорционально числу накоплений.

Изменение формы импульсов в виброакустическом сигнале демонстрируют рис. 2.1 и 2.2. Данные получены в результате проведения эксперимента на трубе длиной 5м, установленной на две опоры. Импульсы генерировались электромотором со смещенным относительно оси вращения центром масс.

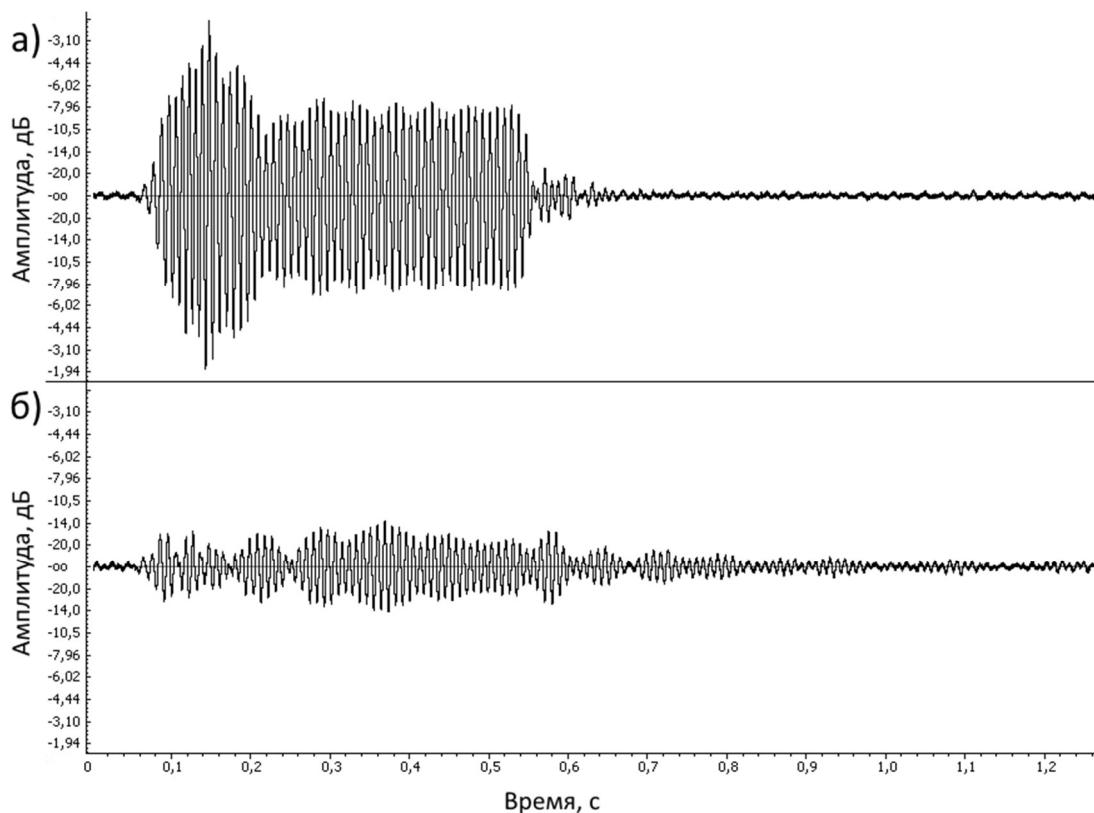


Рисунок 2.1 – Форма импульса упругих колебаний, полученная с поверхности трубы без отвода (а) и с отводом (б)

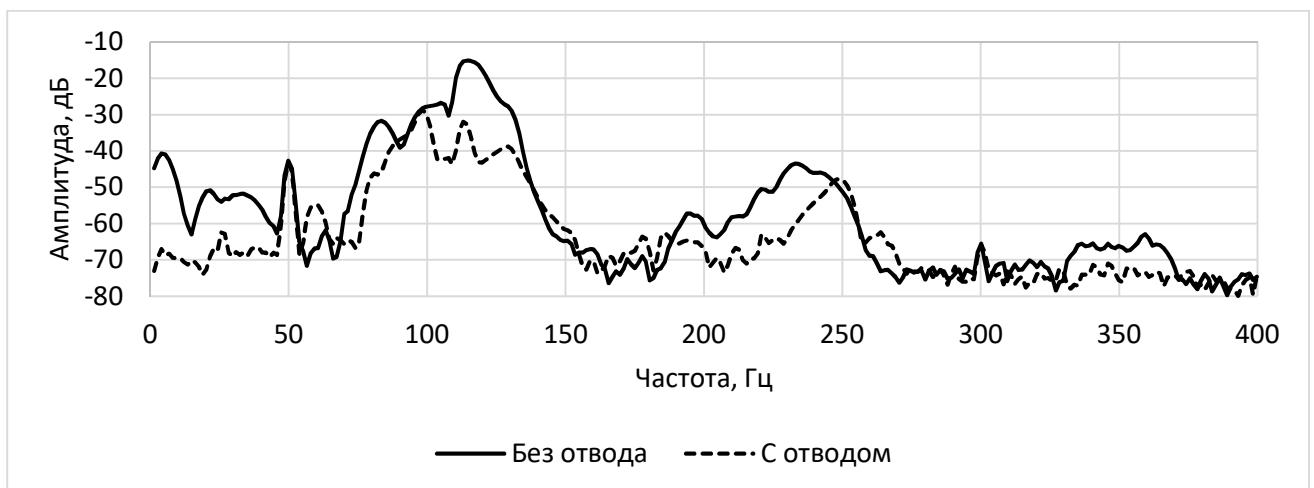


Рисунок 2.2 Амплитудный спектр сигналов

Максимум разницы между амплитудными спектрами соответствует частоте 120Гц и составляет 26дБ (-17дБ у трубы без отвода, -43дБ с ним). Графики строились при размере окна БПФ в 32768 точек на одном из импульсов, средняя квадратическая ошибка измерения спектра в серии из 30 импульсов составила 3,6дБ. Результаты проведенной серии экспериментов показывают возможность фиксировать изменения формы сигнала при возникновении внешнего воздействия.

Среди возможных состояний трассы пролегания трубопровода основным является «нормальное» - отсутствие нарушений после сдачи в эксплуатацию. Внешние угрозы нормальной работе трубопровода 1 проявляются в случае появления шурфа 2 в грунте 3, удаления изоляции 4 с трубы в области выкопанного шурфа 2, наличия в зоне шурфа на труbe приспособления 5 для создания врезки (рис. 2.3). Кроме того, следует иметь образцы интегральных изменений на контролируемой трассе, возникающих вследствие протекания естественных процессов в окружающей среде: влагонасыщение грунта, замерзание почво-грунтов и др.

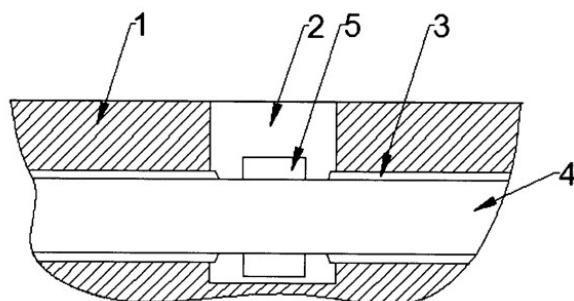


Рисунок 2.3 – Приспособление для создания врезки

Для обнаружения возможных аварийных состояний в трубу на одном ее конце предлагается вводить периодическую последовательность импульсов упругих колебаний трубопровода с помощью генератора 6, в основе которого использован втяжной броневой электромагнит постоянного тока с ударным штоком, схема которого представлена на рис. 2.4.

В электромагнитном механизме осуществляется преобразование электрической энергии источника питания обмотки возбуждения магнитного поля

в механическую энергию перемещения якоря под действием электромагнитных сил. Периодическая подача тока в обмотку катушки индуктивности приводит к намагничиванию ферромагнитных частей ее магнитопровода. Использование ударного устройства обусловлено возбуждением максимально широкого спектра частот и простотой исполнения. В электромеханическом ударном устройстве якорь массой 36 г ударяет по неподвижному штоку массой 6 г, который, в свою очередь передает ударный импульс (количество движения) на исследуемый объект. При этом ход якоря составляет $x_a = 15$ мм, ход ударного штока – $x_{us} = 1$ мм.

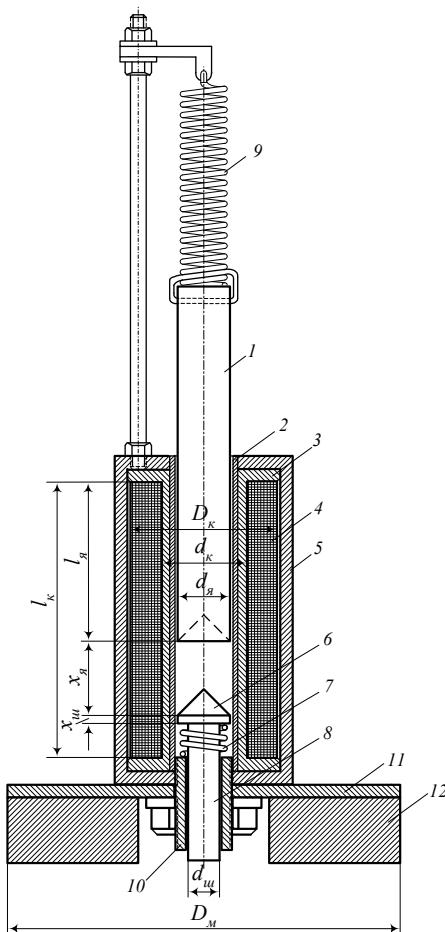


Рисунок 2.4 – Конструкция броневого электромагнита постоянного тока с втяжным якорем. 1 – втяжной якорь; 2 – латунная втулка; 3 – пластмассовый корпус катушки индуктивности; 4 – обмотка электромагнита; 5 – магнитопровод броневого электромагнита; 6 – медный наконечник ударного штока; 7 – пружина ударного штока; 8 – ударный шток; 9 – возвратная пружина втяжного якоря; 10 – крепежная и направляющая втулка ударного штока; 11 – крепежный фланец электромагнита; 12 – кольцевой магнит для крепления электромагнита к объекту

Геометрические размеры и электрические параметры катушки электромагнита:

внешний диаметр катушки $D_K = 27$ мм;
 внутренний диаметр катушки $d_K = 16$ мм;
 длина катушки $l_K = 52$ мм;
 длина якоря, погруженного в катушку $l_y = 28$ мм;
 глубина погружения (ход) якоря $x_y = 15$ мм;
 ход штока $x_{ш} = 1$ мм;
 диаметр якоря $d_y = 10$ мм.

Электрические параметры катушки электромагнита:

сила тока намагничивающей обмотки $I = 2$ А;
 число витков индуктивной катушки $w = 750$ витков;
 диаметр провода намагничивающей обмотки $d_{пр} = 0,62$ мм;
 намагничивающая сила катушки $F = I \cdot w = 2 \cdot 750 = 1500$ А.

Для определения электромагнитной силы, действующей на подвижный сердечник электромагнита, воспользуемся энергетической формулой. Упрощенное выражение электромагнитной силы в ньютонах с учетом слагающей от потоков рассеяния, учитываемой вторым членом, стоящим в квадратных скобках уравнения имеет вид:

$$P_3 = -\frac{1}{2}(Iw)^2 \delta \left[\left| \frac{dG_\delta}{d\delta} \right| + g_s \left(\frac{l_H}{l_K} \right)^2 \right],$$

где Iw – намагничивающая сила обмотки индуктивности, А;

$\frac{dG_\delta}{d\delta}$ – производная магнитной проводимости рабочего зазора электромагнита, Г/м;

δ – величина рабочего зазора (ход якоря вместе со штоком – s), м;

g_s – удельная проводимость потоков рассеяния, Г/м;

l_y – длина якоря, погруженного в катушку электромагнита, м;

l_K – длина катушки электромагнита, м.

Считая, что сталь сердечника не входит в состояние насыщения, намагничающая силу F обмотки электромагнита при силе тока $I = 2$ А:

$$F = Iw = 2 \cdot 750 = 1500 \text{ А.}$$

Используя приведенное выражение, определим составляющие и суммарную величину электромагнитной силы $P_{\mathcal{E}}$, действующей на подвижный сердечник:

$$\frac{dG_{\delta}}{d\delta} = \mu_0 \frac{\pi d^2}{4\delta^2} = 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\pi(10 \cdot 10^{-3})^2}{4(16 \cdot 10^{-3})^2} = 0,386 \cdot 10^{-6} \text{ Г/м};$$

$$g_s = \mu_0 \frac{2\pi}{\ln(D_K/d_K)} = 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{2\pi}{\ln(27 \cdot 10^{-3})/(16 \cdot 10^{-3})} = 15,09 \cdot 10^{-6} \text{ Г/м};$$

$$P_{\mathcal{E}} = \frac{1}{2} 1500^2 \left[0,386 \cdot 10^{-6} + 15,09 \cdot 10^{-6} \left(\frac{28 \cdot 10^{-3}}{52 \cdot 10^{-3}} \right)^2 \right] = 5,36 \text{ Н.}$$

Импульс данной системы складывается из импульсов якоря ($m_{\mathfrak{y}}v_{\mathfrak{y}}$) и импульса штока ($m_{\mathfrak{u}}v_{\mathfrak{u}}$). Согласно закону сохранения импульса импульс системы равен $m_{\mathfrak{y}}v_{\mathfrak{y}} + m_{\mathfrak{u}}v_{\mathfrak{u}} = (m_{\mathfrak{y}} + m_{\mathfrak{u}})v_{\Sigma}$. При $v_{\mathfrak{u}} = 0$ скорость, с которой шток ударяет по объекту меньше расчетной скорости якоря

$$v_{\Sigma} = \frac{m_{\mathfrak{y}}v_{\mathfrak{y}} + m_{\mathfrak{u}}v_{\mathfrak{u}}}{m_{\mathfrak{y}} + m_{\mathfrak{u}}} = \frac{m_{\mathfrak{y}}v_{\mathfrak{y}}}{m_{\mathfrak{y}} + m_{\mathfrak{u}}} = \frac{36 \cdot 10^{-3}}{42 \cdot 10^{-3}} v_{\mathfrak{y}} = 0,857 v_{\mathfrak{y}}.$$

При подсчете силы, реально действующей на сердечник, следует учитывать силу сопротивления возвратной пружины якоря, силу сопротивления возвратной пружины ударного штока и силу трения скольжения для обоих подвижных элементов системы, которые противодействуют электромагнитной силе обмотки и существенно уменьшают ее. Точное вычисление величины этой силы вызывает определенные затруднения вследствие громоздкости расчетов. Произведем приближенную оценку этой величины. Если, с учетом вышесказанного допустить, что реально действующая на систему сила вдвое меньше расчетной, то энергия удара E_y будет равна произведению силы $P_{\mathcal{E}}/2$ на пройденный путь s

$$E_y = 0,5 P_{\mathcal{E}} \cdot s = 0,5 \cdot 5,36 \cdot 0,016 = 0,043 \text{ Дж},$$

где $s = (x_{\mathfrak{y}} + x_{\mathfrak{u}}) = 16$ мм – ход якоря вместе со штоком.

Кинетическая энергия, которой обладает система, состоящая из подвижного якоря электромагнита и ударного штока, в момент удара по объекту будет равна энергии E_y , следовательно,

$$E_K = \frac{(m_a + m_u)v_{\Sigma}^2}{2} = E_y = 0,5 \cdot P_3 \cdot s = 0,043 \text{ Дж.}$$

Из этого выражения можно определить скорость удара штока по объекту

$$v_{\Sigma} = \sqrt{\frac{2E_K}{(m_a + m_u)}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 0,043}{42 \cdot 10^{-3}}} = 1,43 \text{ м/с.}$$

Во время испытаний на протяженном металлическом объекте проводился эксперимент, заключающийся в сравнении сигналов, полученных при одинаковых возмущающих воздействиях, которые создавались с помощью ударного механизма и падающего на объект шарика массой 32 Г. Одинаковый отклик наблюдался при падении шарика с высоты 13 см. Подсчитано, что при этом потенциальная энергия шарика равна

$$E_P = mgh = 0,032 \cdot 9,8 \cdot 0,13 = 0,041 \text{ Дж.}$$

Данный проверочный расчет основан на сравнении измеряемых величин E_P и E_K , и подтверждает корректность определения энергии удара используемого устройства.

Получаемый виброакустический сигнал фиксировался оборудованием:

- виброакустический преобразователь «AP99-1000» производства компании ООО «ГлобалТест»;
- аналого-цифровой преобразователь «QMBox15-16» производства НПГ «Р-Технолоджи»;
- ноутбук Lenovo ThinkPad T510 (запись данных на носитель в несжатом формате WAVE).

Общая погрешность σ_o регистрации данных складывается из погрешности σ_p работы аналоговой части и погрешности $\sigma_{AЦП}$ преобразования аналогового сигнала в цифровой. Согласно документации от производителя, в результате поверки у вибропреобразователя зафиксирован предел относительной

погрешности при измерении виброускорения в рабочих диапазонах амплитуд и частот, равный 7%. Основная погрешность у используемого аналого-цифрового преобразователя, приведенная к рабочему диапазону $\pm 1,5$ В составляет 0,04% (разрешающая способность 0,2 мВ). ЭВМ принимает данные в неизменном виде посредством интерфейса USB и погрешность не вносит. Следовательно, суммарную погрешность можно определить следующим образом [95]:

$$\sigma_o = \sqrt{\sigma_{\pi}^2 + \sigma_{AЦП}^2} = \sqrt{49 + 0,0016} \approx 7\% .$$

Первым этапом в исследовании возможности обеспечения контроля состояния трубопровода предложенным способом является разработка математической модели виброакустического сигнала, формируемого ударником при его воздействии на поверхности трубопровода с заданными параметрами.

2.2 Базовая модель виброакустического сигнала при ударном воздействии на трубопровод

Представляется возможным описать аналитически поперечные колебания трубы, если взять за основу модель колебания стержня [96,97]. Участок трубопровода можно представить в качестве стержня с различными типами закрепления, в зависимости от вида трубопровода и разновидности опор. Наземные трубопроводы фиксируются скобами на опорах, конструкция которых определяется климатическими условиями. Опоры могут представлять из себя упругое основание, либо основание с пружинами для компенсации вибраций и предотвращения разрушения трубы [98]. Наиболее близким условием закрепления для модели следует считать свободное. Стягивающие скобы, удерживающие трубопровод, не способны обеспечить полное демпфирование колебательной системы, поэтому выбрана модель стержня с незакрепленными концами.

На данном этапе реализуем моделирование в лабораторных условиях виброакустического сигнала, фиксируемого с поверхности трубы без жидкости длиной 5м, покоящейся свободно на двух металлических опорах.

При разложении колебаний стержня по модам функция поперечных колебаний имеет вид [93]:

$$X = C_1 \sin kx + C_2 \cos kx + C_3 shkx + C_4 chkx \quad (2.1)$$

Постоянные C_1, C_2, C_3, C_4 определяются в каждом случае, в зависимости от условий закрепления стержня. Всегда имеется возможность записать такие концевые условия, которым соответствуют определенные величины C_1, C_2, C_3, C_4 , найдя последние, можно определить частоты и формы резонансных колебаний. Результирующие перемещения могут быть представлены суммой нормальных форм [93] при поперечных колебаниях стержня в виде:

$$X = C_1(\cos kx + chkx) + C_2(\cos kx - chkx) + \\ C_3(\sin kx + shkx) + C_4(\sin kx - shkx)$$

Для свободно опертого стержня постоянные C_1 и C_2 равны нулю, и $C_3 = C_4$. Для определения частот колебаний необходимо найти корни частотного уравнения:

$$\sin kx = 0 ,$$

положительные корни данного уравнения:

$$k_i x = i\pi = K_i ,$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, \infty$.

Результирующие перемещения при поперечных колебаниях:

$$y = \sum_{i=1}^{\infty} X_i (A_i \cos \omega_i t + B_i \sin \omega_i t) . \quad (2.2)$$

Если представить распределение перемещений в виде функции $y_0 = f_1(x)$, а распределение начальных скоростей, придаваемых ударником частицам трубы в виде $y = f_2(x)$, то результирующее перемещение с использованием выражения (2.2) в момент времени t [96]:

$$y = \frac{2}{L} \sum_{i=1}^{\infty} \sin \frac{i\pi x}{L} \left[\cos \omega_i t \int_0^L f_1(x) \sin \frac{i\pi x}{L} dx + \frac{1}{\omega_i} \sin \omega_i t \int_0^L f_2(x) \sin \frac{i\pi x}{L} dx \right] , \quad (2.3)$$

$$\text{где } A_i = \frac{2}{L} \int_0^L f_1(x) \sin \frac{i\pi x}{L} dx;$$

$$B_i = \frac{2}{L\omega_i} \int_0^L f_2(x) \sin \frac{i\pi x}{L} dx.$$

Для описания динамического поперечного перемещения трубопровода длиной L в точке x_2 вместо функции воздействия использована начальная скорость его частиц v , получаемая трубой при воздействии генератором упругих колебаний с координатой x_1 . В этом случае $f_1(x_2)=0$, а $f_2(x_1)=v$, тогда:

$$A_i = 0;$$

$$B_i = \frac{2v}{L\omega_i} \sin \frac{i\pi x_2}{L}.$$

Выражение для динамического перемещения будет выглядеть следующим образом:

$$Y(t) = \frac{2v}{l} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{1}{\omega_i} \sin \frac{i\pi x_1}{l} \sin \frac{i\pi x_2}{l} \sin \omega_i t. \quad (2.4)$$

Для расчета частот колебаний трубы воспользуемся выражением из [95]:

$$\omega_i = \sqrt{\frac{EJ}{ML}} K_i^4, \quad (2.5)$$

где C_i - корни частотного уравнения для моды с номером i ; $M = \rho\pi dh$ – погонная масса трубы; L – ее длина; E – модуль Юнга материала стенки трубы;

В выражении (2.5) J – момент инерции стенки трубы, выражющийся через диаметр трубы d и толщину ее стенки h [97]:

$$J = \frac{\pi}{8} d^3 h.$$

Формула (2.4) описывает сформировавшиеся колебания системы без затухания. Трубопроводная система, функционирующая в реальных условиях является волноводом с рассеянием, переотражением и поглощением колебаний

внешней средой. С учетом данных явлений для получения затухающего импульса следует ввести коэффициенты амплитудно-частотного и амплитудно-временного затухания. Упругие колебания в среде затухают, а фиксируемый полезный сигнал на поверхности трубопровода является зашумленным, следовательно, формулу (2.4) можно модифицировать следующим образом [99]:

$$Y(t) = \frac{2v}{L} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{1}{\omega_i} \sin \frac{i\pi x_1}{L} \sin \frac{i\pi x_2}{L} \sin \omega_i t \cdot e^{-t(\omega z + k)} + S(t) \quad (2.6)$$

где z – амплитудно-частотный коэффициент затухания; k – амплитудно-временной коэффициент затухания; $S(t)$ – помеха.

В формуле (2.6) присутствует помеха $S(t)$, являющаяся неотъемлемой частью регистрируемых сигналов и формируемая процессом перекачки транспортируемого продукта, внешней окружающей средой и регистрируемым оборудованием (рис. 2.7). Значения функции $S(t)$ получены посредством записи виброакустического сигнала оборудованием в моменты отсутствия полезного сигнала. В данных условиях поток жидкости отсутствует и помехой являются только шум, формируемый оборудованием.

Модель (2.6) обозначим как «базовая». На рис. 2.5 изображен результат моделирования по формуле (2.6) для оценки формы моделированного сигнала в сравнении со средним импульсом, полученным эмпирически на основе выборки из 30 импульсов. Параметры модели приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Параметры базовой модели

Длина трубы, м	$L = 5$	Число мод	$n = 70$
Координата источника, м	$x_1 = 2,5$	Скорость штока генератора колебаний, м/с	$v = 1,43$
Координата приемника, м	$x_2 = 0,53$	Частота дискретизации сигнала, Гц	44100
Толщина стенки трубы, м	$h = 0,003$	Коэффициенты затухания	$z = 0,0013, k = 1,5$
Модуль Юнга для стали, Па	$E = 200 \cdot 10^9$	Плотность стали, кг/м ³	$p_0 = 7800$
Диаметр трубы, м	$d = 0,038$		

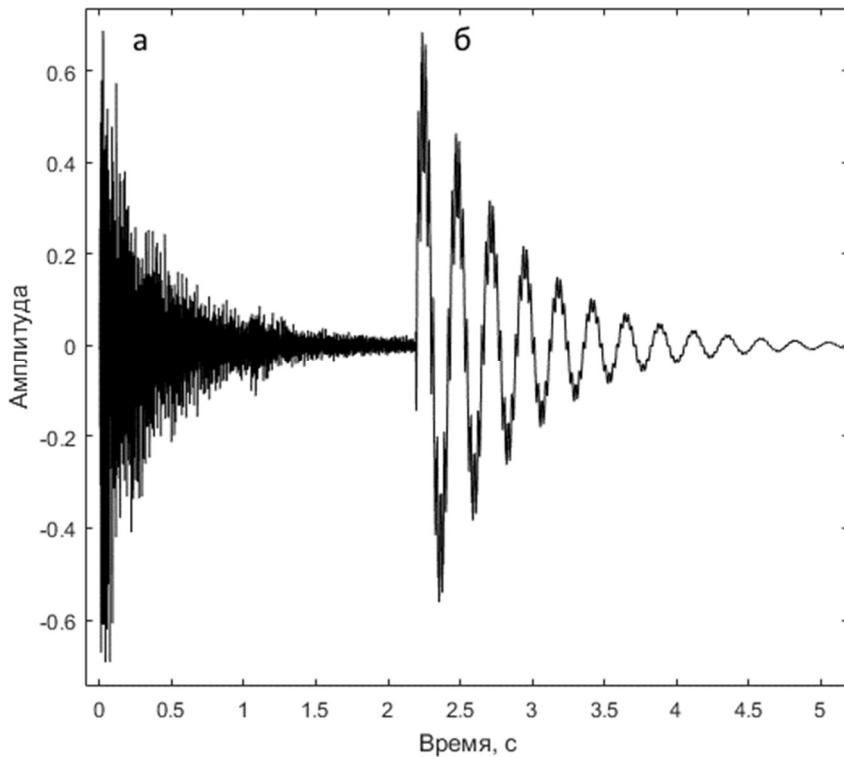


Рисунок 2.5 – Импульсы при ударном воздействии:

а) – эмпирический; б) – аналитический, на основе базовой модели

Полученные амплитуды отсчетов в результате моделирования нормировалась по максимальному значению эмпирического сигнала в интервал (-1,1). Процесс нормировки обусловлен необходимостью просчета всего акустического тракта, что выходит за рамки описания формы колебаний трубопровода и задач исследования. Минимальное и максимальное значение нормированного интервала соответствуют безразмерным значениям -32768 и 32768 при кодировании аналогового сигнала в цифровой с разрядностью 16 бит.

Визуальная оценка параметров по спектрограмме позволяет сделать вывод о положительной корреляции $R=0,84$ значений амплитуд частот вплоть до 1,5 кГц (рис. 2.6).

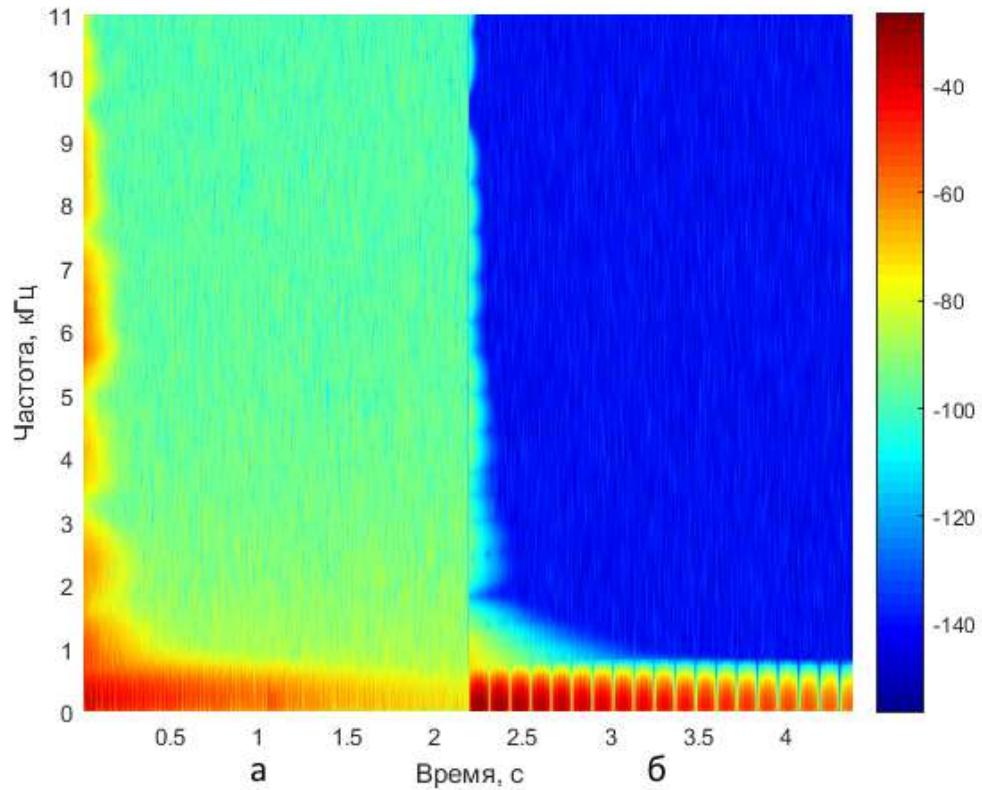


Рисунок 2.6 – Спектрограмма импульсов при ударном воздействии:
а) – эмпирический; б) – аналитический, на основе базовой модели

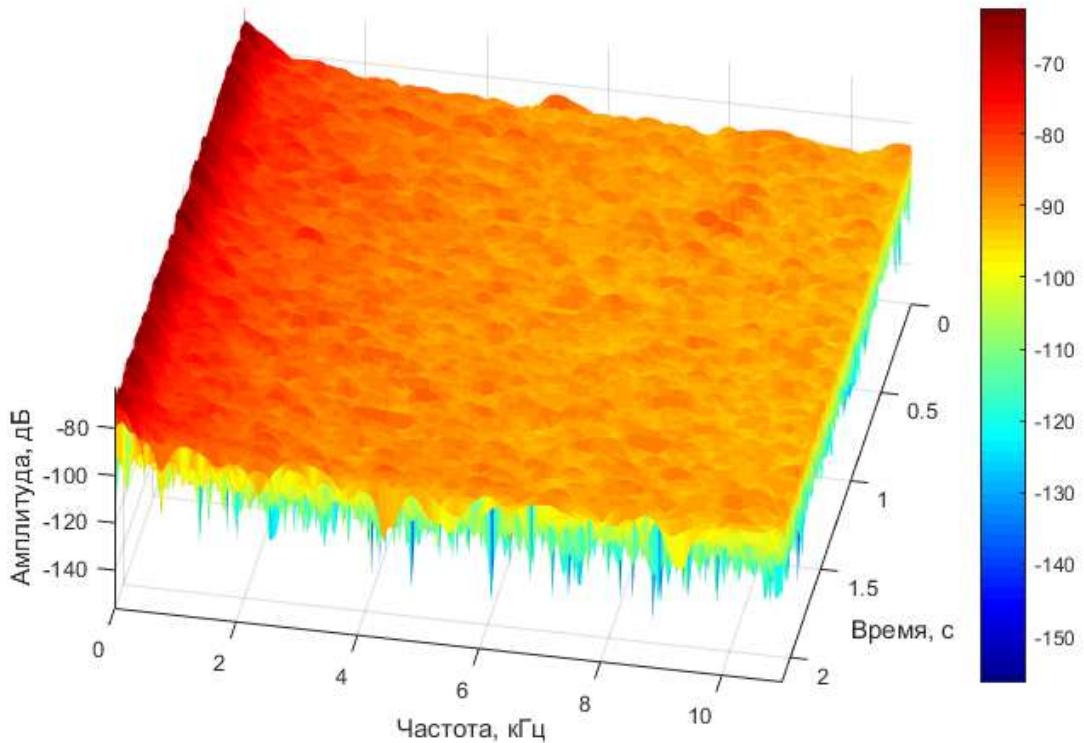


Рисунок 2.7 – Спектрограмма помехи $S(t)$

Произведем оценку спектральной составляющей сигнала модели с использованием ненулевых значений помехи $S(t) \neq 0$ посредством суммирования с функцией полезного сигнала $Y(t)$. На рис. 2.8 изображен амплитудный спектр сигнала по базовой модели, зашумленного сигнала по базовой модели, среднего эмпирического сигнала и помехи. Наличие помехи $S(t)$ в базовой модели повышает корреляцию аналитического амплитудного спектра с эмпирическим ($R = 0,82$ при $S(t) = 0$; $R=0,84$ при $S(t) \neq 0$).

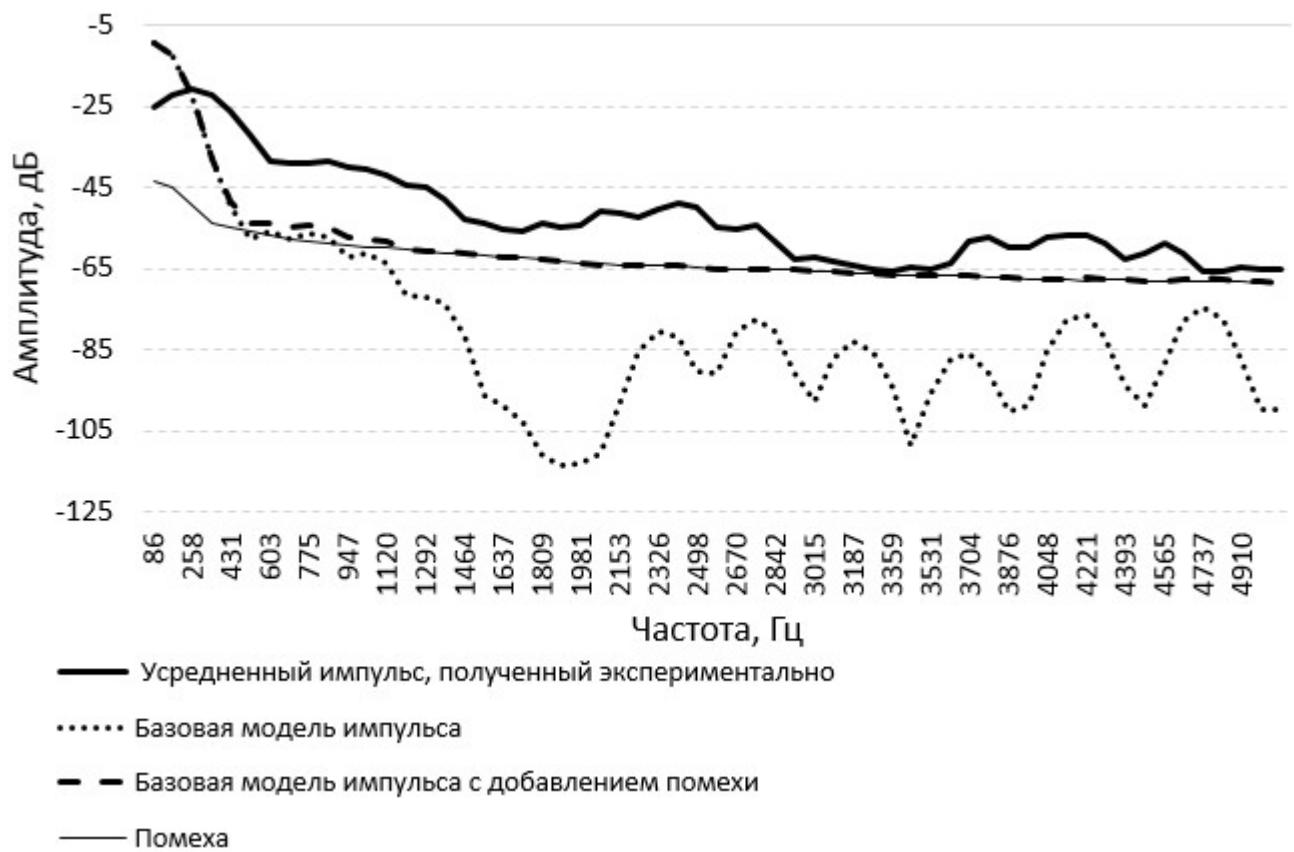


Рисунок 2.8 – Амплитудный спектр сигналов

По результатам моделирования следует сделать вывод о значительной сходимости результатов, формируемых базовой моделью при воспроизведении частот до 1500Гц ($R=0,84$). При охвате диапазона частот до 5000Гц корреляция амплитудных спектров снижается до $R=0,83$.

2.3 Полная модель вибраакустического сигнала при ударном воздействии на трубопровод

Фиксируемый оборудованием вибраакустический сигнал представляет собой колебания трубопровода на его резонансных частотах при ударном точечном воздействии генератором. С учетом упругости материала, которая определяет обратный процесс деформации, максимальное ее значение наблюдается в момент времени, соответствующий половине длительности контакта. Упругий удар описывается теорией Герца, согласно которой длительность контакта ударника с трубой можно получить из соотношения [100]:

$$\tau = 2,9432 \frac{\alpha_m}{v_0} \quad (2.7).$$

В формуле (2.7) v_0 - скорость штока ударника. Ударник и трубу можно представить соответственно в виде сферы радиуса R и массивной плоской поверхности. В таком случае выражение для α_m будет иметь вид:

$$\alpha_m = \frac{15\pi v_0^2 (\delta_1 + \delta_2)m}{16\sqrt{R}},$$

где m - масса ударника; R - радиус сферы; δ_1, δ_2 - постоянная материала в теории Герца.

Зависимость между силой и временем можно записать в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} F &= \frac{1,14 v_0^2}{k_1 \alpha_m} \sin \frac{1,068 v_0 t}{\alpha_m}, \\ 0 \leq t &\leq \frac{\pi \alpha_m}{1,068 v_0}. \end{aligned} \right\} \quad (2.8)$$

Расчеты в среде Matlab по формуле (2.8) изображены на рис.2.9.

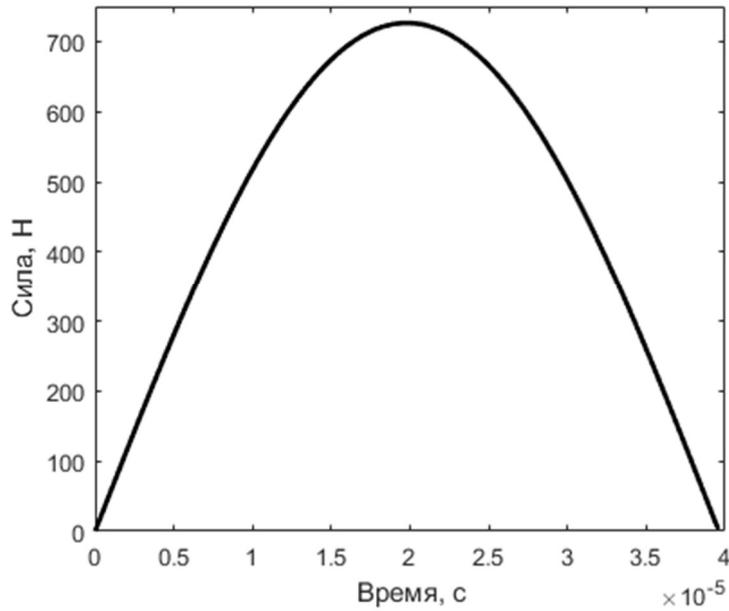


Рисунок 2.9 – Сила воздействия ударником на трубопровод

Зависимость прогиба от времени, с учетом силы взаимодействия и жесткости основания можно получить в результате разбиения колебательного процесса на две составляющие: от начала контакта трубы с ударником и после взаимодействия [100]. Первая составляющая взаимодействия описывает вынужденные колебания, в которой значения прогибов при $0 \leq t \leq \tau$ можно определить из следующей функции смещения от времени, если представить трубу в качестве стержня с моментом инерции J , диаметром d и толщиной стенки h :

$$\begin{aligned}
 Y(x, t) = & \frac{\pi m v_0 (1 + e)}{\rho A L \tau} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{(-1)^{\frac{i-1}{2}} \sin \frac{i\pi x}{L}}{\left(\omega_i^2 - \frac{\pi^2}{\tau^2}\right)^2 + \frac{4\pi^2 \delta_i^2}{\tau^2}} \times \\
 & \times \left\{ \begin{aligned}
 & e^{-\delta_i t} \left[\frac{2\delta_i \pi}{\tau} \cos \theta_i t + \frac{\pi}{\tau \theta_i} \left(2\delta_i^2 - \omega_i^2 + \frac{\pi^2}{\tau^2} \right) \sin \theta_i t \right] \\
 & - \frac{2\delta_i \pi}{\tau} \cos \frac{\pi t}{\tau} + \left(\omega_i^2 - \frac{\pi^2}{\tau^2} \right) \sin \frac{\pi t}{\tau}
 \end{aligned} \right\}, \tag{2.9}
 \end{aligned}$$

где m - масса штока; v_0 - скорость штока; ρ - плотность стали; A - площадь сечения; L - длина трубы; τ - длительность контакта штока с трубой; x - координата воздействия; i - номер моды; ω_i - собственная частота колебаний;

$$\omega_i = \sqrt{A_3 + \frac{EJK_i^4}{ML^4}}; \quad \delta_i = \frac{1}{2} \left(A_1 \frac{i^4 \pi^4}{L^4} + A_2 \right);$$

$$\theta = \sqrt{\omega_i^2 - \delta_i^2}; \quad A_1 = \frac{c_1 I}{\rho A}; \quad A_2 = \frac{c_2}{\rho A}; \quad A_3 = \frac{k}{\rho A};$$

A_1, A_2 - коэффициенты затухания; A_3 - коэффициент жесткости основания.

Выражение (2.9) было использовано для определения прогиба трубы с параметрами, указанными в таблице 2.2. Результаты расчета смещения для $0 \leq t \leq \tau$ отражены на рис. 2.10.

Таблица 2.2. Параметры полной модели

Длина трубы, м	$L = 5$
Координата источника, м	$x_1 = 2,5$
Координата приемника, м	$x_2 = 0,53$
Толщина стенки трубы, м	$h = 0,003$
Модуль Юнга для стали, Па	$E = 200 \cdot 10^9$
Диаметр трубы, м	$d = 0,038$
Число мод	$n = 70$
Скорость штока генератора колебаний, м/с	$v = 1,43$
Частота дискретизации сигнала, Гц	44100
Коэффициенты затухания	$A_1 = 7, A_2 = 1$
Коэффициент жесткости основания	$A_3 = 1050000$
Длительность контакта, с	$\tau = 0,00004$
Плотность стали, кг/м ³	$p_0 = 7800$

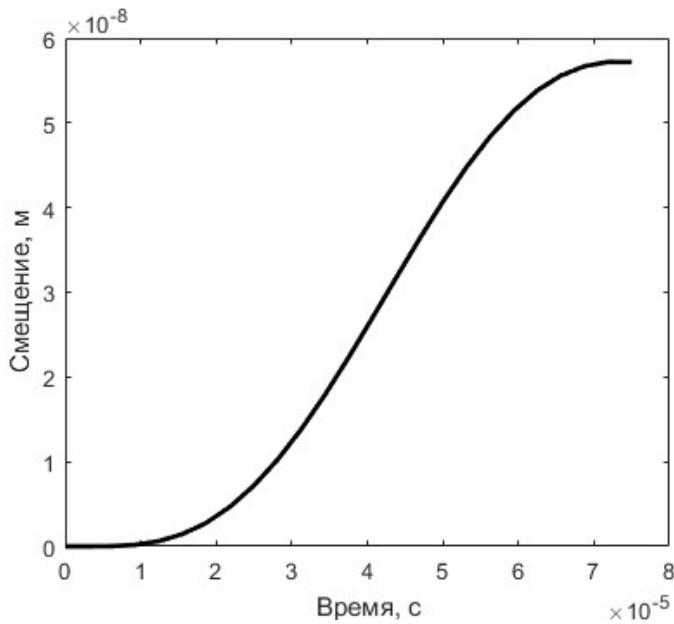


Рисунок 2.10 – Смещение трубопровода для $0 \leq t \leq 2\tau$

Информативные частоты упругих колебаний для обнаружения нарушений ограничиваются значением 5кГц, а принимаемый сигнал преобразовывался аналого-цифровым преобразователем с частотой дискретизации 44100 Гц, что дало возможность анализировать амплитуды частот вплоть до 22050Гц. Для построения смещения (рис. 2.10) потребовалась частота дискретизации 320000 Гц. Длительность контакта, полученная из выражения (2.7) составляет 4×10^{-5} . При частоте дискретизации 44100 Гц период между отсчетами сигнала составляет $2,3 \times 10^{-5}$ и функция силы была бы описана двумя отсчетами, что неприемлемо. Таким образом, зафиксировать приемником функцию смещения не представляется возможным ввиду недостаточно высокой частоты дискретизации, а использование более высоких частот в сигнале бессмысленно, так как они не являются информативными для обнаружения нарушений. Учитывая вышеизложенное, использовать функцию прогиба в моделировании итогового импульса колебаний при таких условиях не имеет смысла с практической точки зрения и регистрируемый сигнал следует представить в виде собственных колебаний трубопровода на его резонансных частотах, которые описывает вторая составляющая колебательного процесса по истечении времени контакта $t > \tau$:

$$\begin{aligned}
Y(t) = & \frac{\pi m v_0 (1 + \bar{e})}{\rho A L \tau} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{(-1)^{\frac{i-1}{2}} \sin \frac{i\pi x}{L}}{\left(\omega_i^2 - \frac{\pi^2}{\tau^2}\right)^2 + \frac{4\pi^2 \delta_i^2}{\tau^2}} \times \\
& \times \left[\left[2e^{\delta_i \tau} \frac{\delta_i \pi}{\tau} \cos \theta_i \tau - \frac{\pi e^{\delta_i \tau}}{\tau \theta_i} \left(2\delta_i^2 - \omega_i^2 + \frac{\pi^2}{\tau^2} \right) \times \sin \theta_i \tau + \frac{2\pi \delta_i}{\tau} \right] \cos \theta_i t + \right. \\
& \left. + \left[\frac{\pi e^{\delta_i \tau}}{\tau \theta_i} \left(2\delta_i^2 - \omega_i^2 + \frac{\pi^2}{\tau^2} \right) \times \cos \theta_i \tau + 2e^{\delta_i \tau} \times \right. \right. \\
& \left. \left. \times \frac{\delta_i \pi}{\tau} \sin \theta_i \tau + \frac{\pi}{\tau \theta_i} \times \left(2\delta_i^2 - \omega_i^2 + \frac{\pi^2}{\tau^2} \right) \right] \sin \theta_i t \right] + S(t) \quad (2.10)
\end{aligned}$$

Данное выражение используем для расчета свободных колебаний трубопровода и введем термин «полная» для модели. Результат моделирования процесса свободных колебаний трубопровода с использованием выражения (2.10) и отсутствием помехи $S(t) = 0$ в сравнении с эмпирически полученным усредненным по 30 импульсам сигналом изображен на рис 2.11.

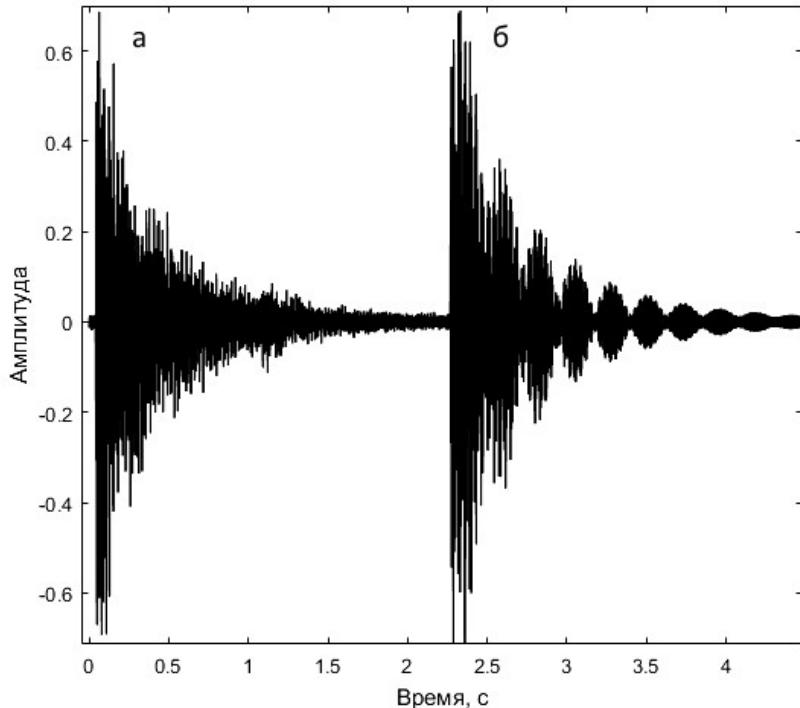


Рисунок 2.11 – Импульсы при ударном воздействии:

а) – эмпирический; б) – аналитический, на основе полной модели

Период 45мс от начала формирования аналитически и эмпирически полученных импульсов с использованием ударника изображен на рис. 2.12. Максимальное значение амплитуды до нормировки при моделировании на рис. 2.11 составило 400,7 мкм.

Визуальная оценка формы среднего эмпирического импульса, полученного на трубе с параметрами, указанными в таблице 2.2 и полученного аналитически, позволяет судить о высоком сходстве амплитудно-временных кривых. Коэффициент корреляции при длительности сигналов $t < 5\text{мс}$ по формам на рис. 2.12 равен $R = 0,89$. Далее наблюдается смещение фазы и отклонения амплитуд, однако общие закономерности построения сигналов сохраняются.

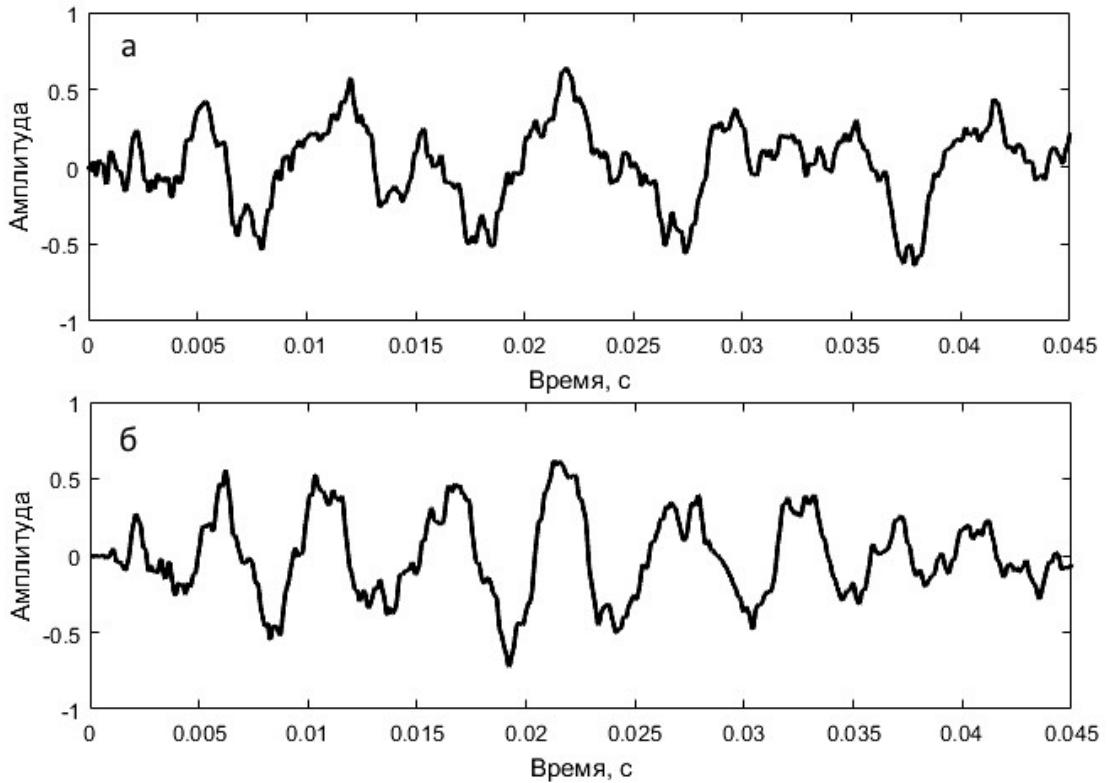


Рисунок 2.12 – Импульс при ударном воздействии, 45мс от момента формирования сигнала: а) – эмпирический; б) – аналитический, на основе полной модели

Произведем оценку спектральной составляющей сигнала модели с использованием ненулевых значений помехи $S(t) \neq 0$ посредством суммирования с функцией полезного сигнала $Y(t)$. На рис. 2.13 изображена спектрограмма для

сравниваемых сигналов при $S(t) = 0$ на рис. 2.14,2.15 - спектрограммы моделированного сигнала с наложением помехи $S(t) \neq 0$ и экспериментального усредненного сигнала.

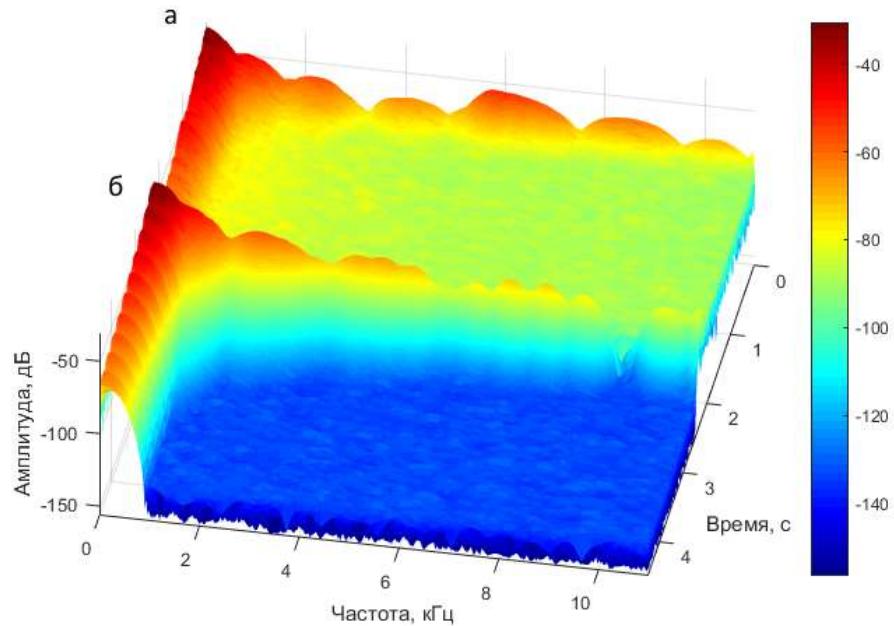


Рисунок 2.13 – Спектрограмма импульсов при ударном воздействии:
а) – эмпирический; б) – аналитический, на основе полной модели при $S(t) = 0$

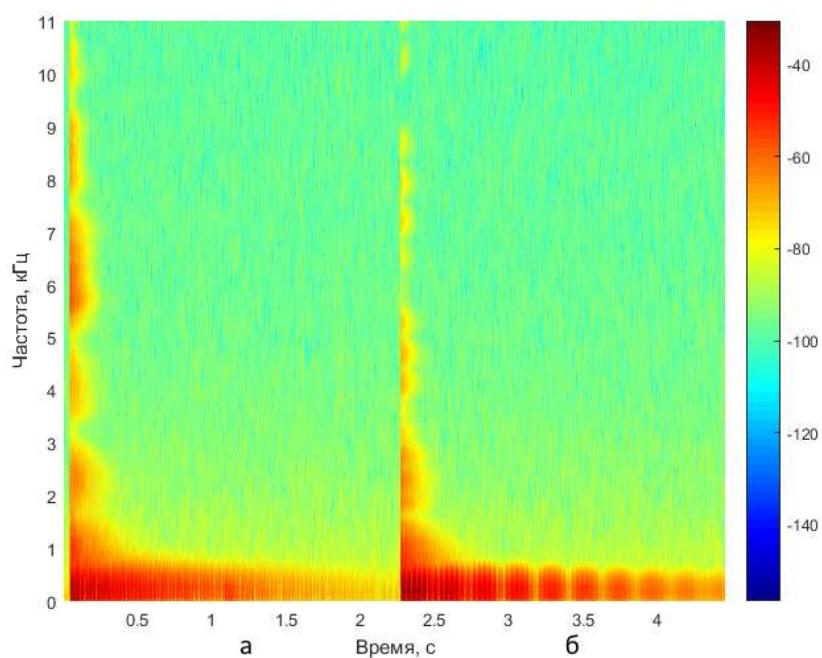


Рисунок 2.14 – Спектрограмма импульсов при ударном воздействии:
а) – эмпирический; б) – аналитический при $S(t) \neq 0$

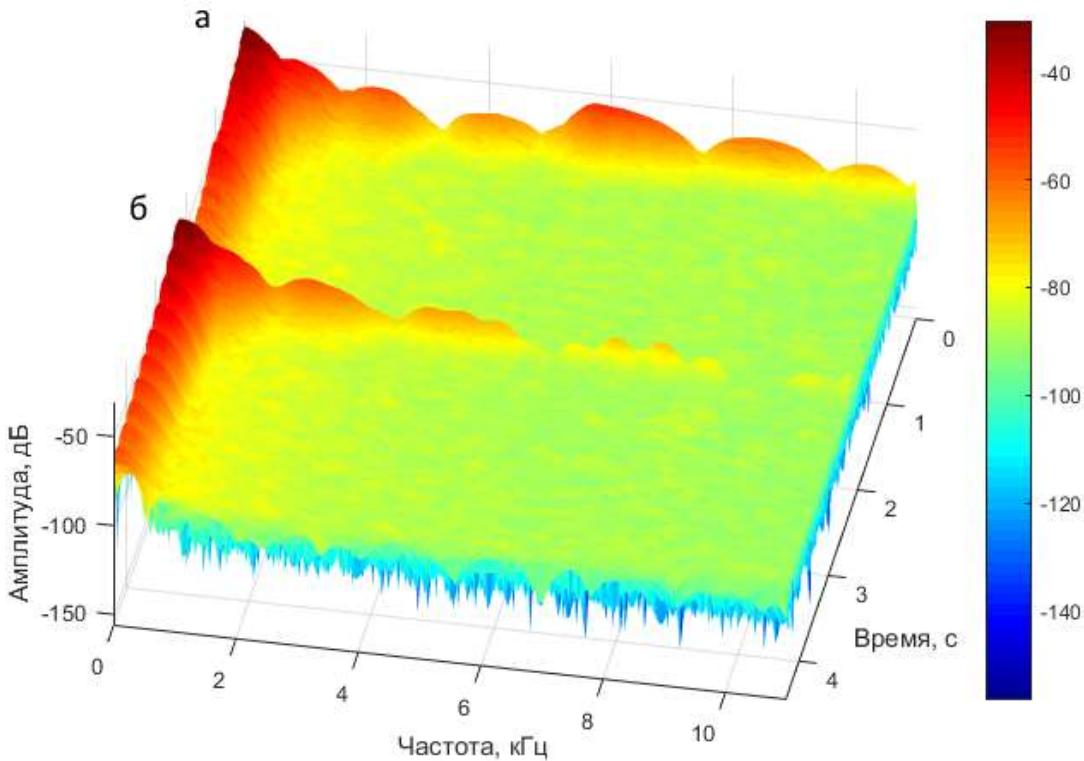


Рисунок 2.15 – Спектрограмма импульсов при ударном воздействии:
а) – эмпирический; б) – аналитический, на основе полной модели при $S(t) \neq 0$

Наблюдается сходство спектральных характеристик вплоть до 5 кГц (против 1.5 кГц у базовой модели), с дальнейшим ростом частоты появляются расхождения. Возможно расширение диапазона совпадения амплитуд частот, но посредством модификации частотного уравнения, что указывает на вероятное влияние двух металлических опор, на которых покоилась труба при проведении экспериментов.

Наложение реальной помехи на модель повлияло на амплитудный спектр. Частотная характеристика моделированного сигнала приблизилась по форме к экспериментальной ($R=0,91$ при $S(t)=0$; $R=0,95$ при $S(t) \neq 0$), амплитудный спектр сигналов изображен на рис. 2.16.

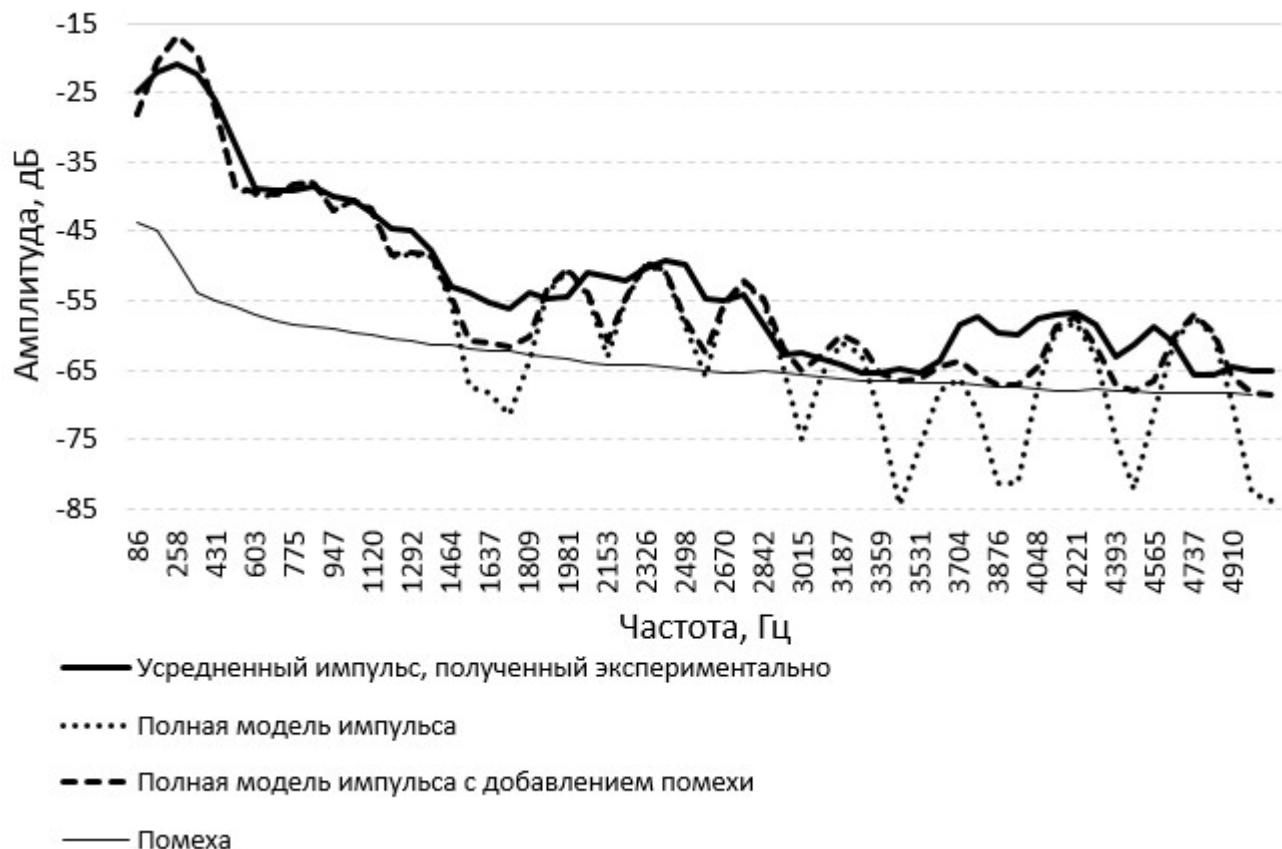


Рисунок 2.16 – Амплитудный спектр сигналов

По результатам, выдаваемым полной моделью, следует сделать вывод о значительной сходимости результатов, формируемых при воспроизведении частот до 5кГц ($R = 0,95$). Полная модель обеспечивает большее сходство аналитического сигнала с эмпирическим, чем базовая, так как базовая не учитывает жесткость основания (основная энергия импульса по базовой модели сосредоточена в низкочастотном диапазоне) и время контакта ударника с трубой. Более значительное отклонение результата базовой модели от эмпирического наблюдается при моделировании протяженного участка трубопровода, что будет показано далее.

2.4 Оценка адекватности базовой и полной модели

Ввиду наличия двух моделей для решения поставленной задачи, необходимо определить и сравнить степень их адекватности. Особый интерес представляет

возможность моделировать вибраакустические сигналы, фиксируемые с поверхности протяженных трубопроводов в реальных условиях эксплуатации, что будет показано далее.

На рис. 2.17 изображены формы импульсов на основе базовой и полной модели в сравнении с эмпирическим сигналом, полученным на поверхности трубы 5м с приведенными ранее характеристиками. Рис. 2.18-2.20 отражают амплитудно-частотные характеристики моделюемых сигналов в сравнении с эмпирическим. Не составляет труда определить по формам импульсов и кривым амплитудного спектра, что полная модель обеспечивает наилучший результат описания исследуемых явлений.

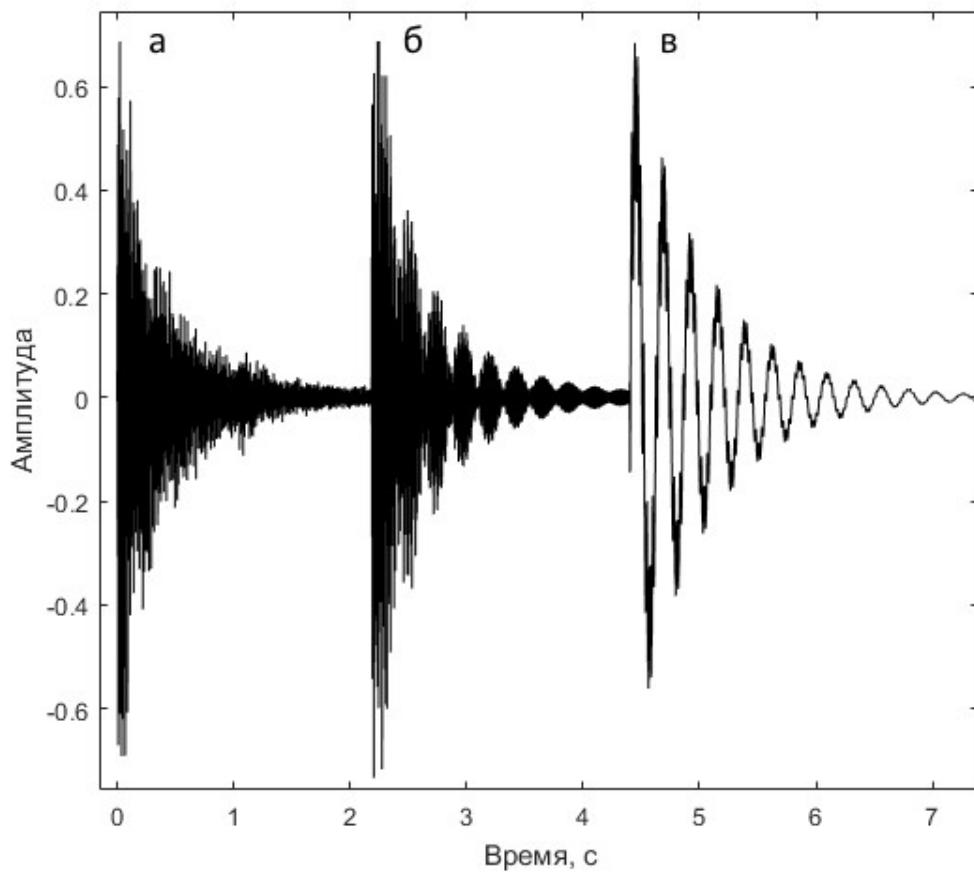


Рисунок 2.17 – Форма импульса при ударном воздействии на трубу при $L = 5\text{ м}$
а) – эмпирический; б) полная модель; в) базовая модель

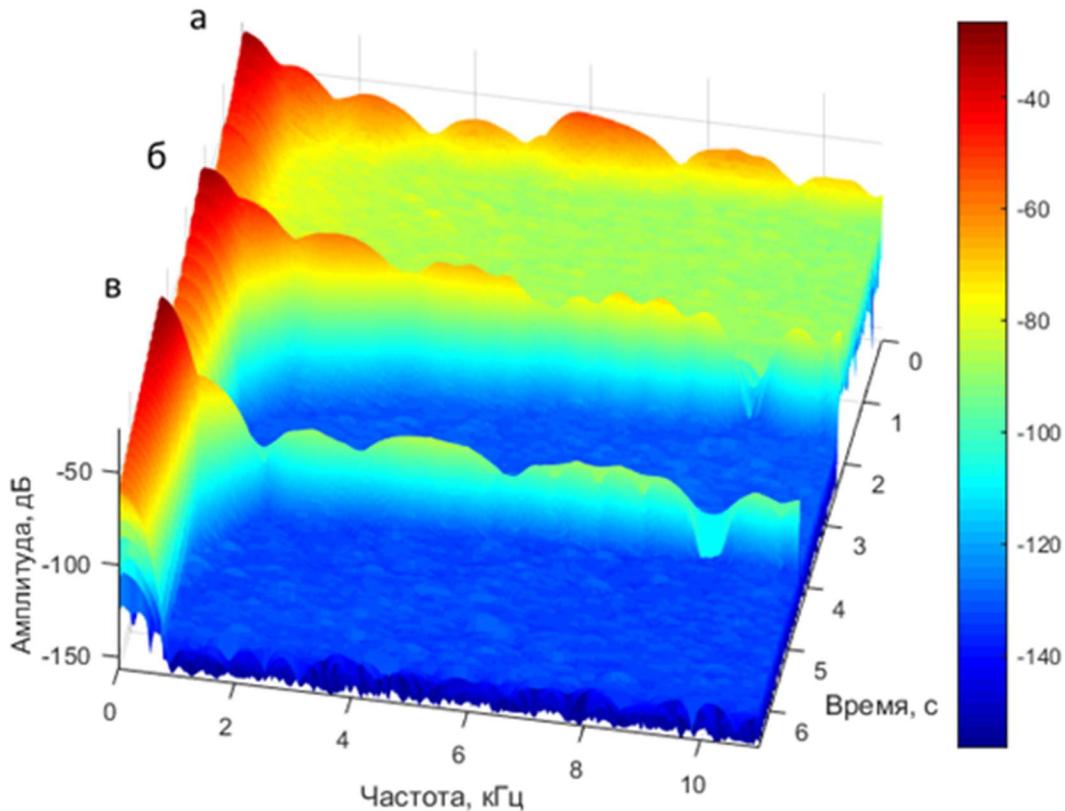


Рисунок 2.18 – Спектрограмма импульсов:

а) – эмпирический; б) полная модель; в) базовая модель

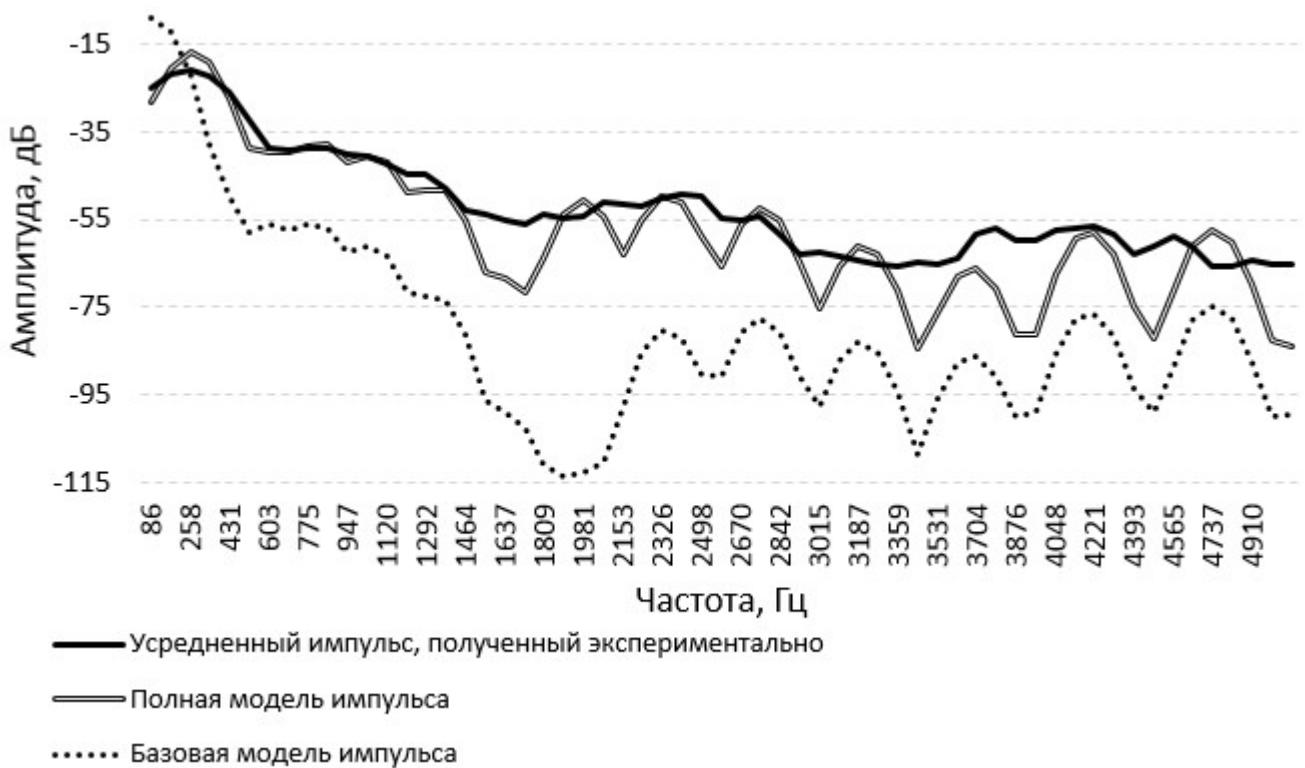


Рисунок 2.19 – Амплитудный спектр сигналов

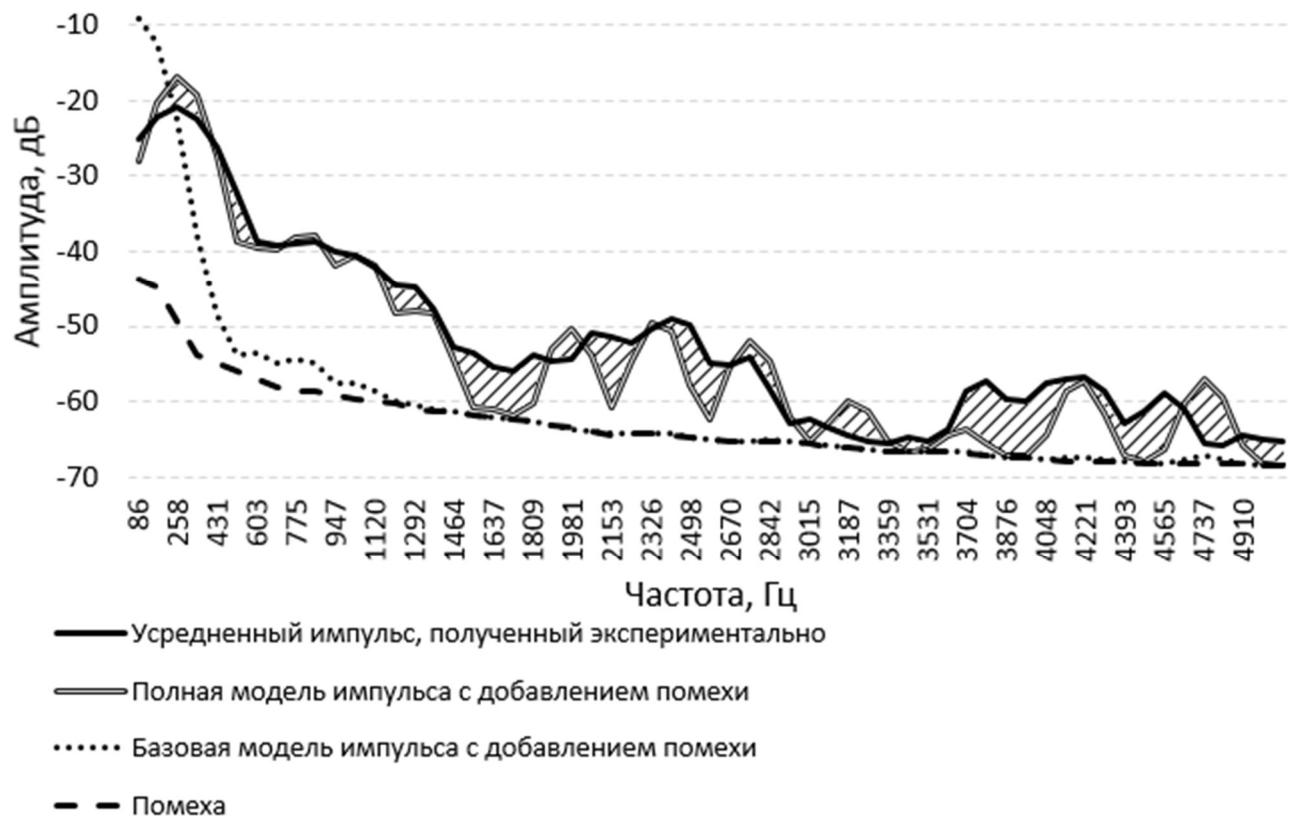


Рисунок 2.20 – Амплитудный спектр сигналов

Для оценки адекватности моделирования сигналов при больших значениях L приведем виброакустический сигнал (рис. 2.21), полученный на поверхности действующего трубопровода с перекачиваемой жидкостью (вода) в сравнении с сигналами, полученными аналитически на основе базовой и полной моделей. Параметры трубопровода приведены в табл. 2.3. В эксперименте приемник и источник сигналов располагались на расстоянии 200м друг от друга. Так как модель описывает поперечные колебания трубопровода при ударе в центре пролета, то длина трубы при моделировании устанавливалась такой, чтобы разница между координатами приемника и источника составляла 200 м: $L = 600\text{м}$, источник $x_1 = 400\text{м}$, приемник $x_2 = 200\text{м}$.

Таблица 2.3 Параметры действующего трубопровода с жидкостью

Длина трубы, м	$L = 600$	Скорость штока генератора колебаний, м/с	$v = 1,43$
Координата источника, м	$x_1 = 400$	Частота дискретизации сигнала, Гц	44100

Координата приемника, м	$x_2 = 200$	Коэффициенты затухания	$A_1 = 0,05, A_2 = 50$
Толщина стенки трубы, м	$h = 0,02$	Коэффициент жесткости основания	$A_3 = 12 \cdot 10^7$
Модуль Юнга для стали, Па	$E = 200 \cdot 10^9$	Длительность контакта, с	$\tau = 0,00004$
Диаметр трубы, м	$d = 0,4$	Плотность стали, кг/м ³	$p_0 = 7800$
Число мод	$n = 4000$	Плотность жидкости (вода), кг/м ³	$p = 1000$

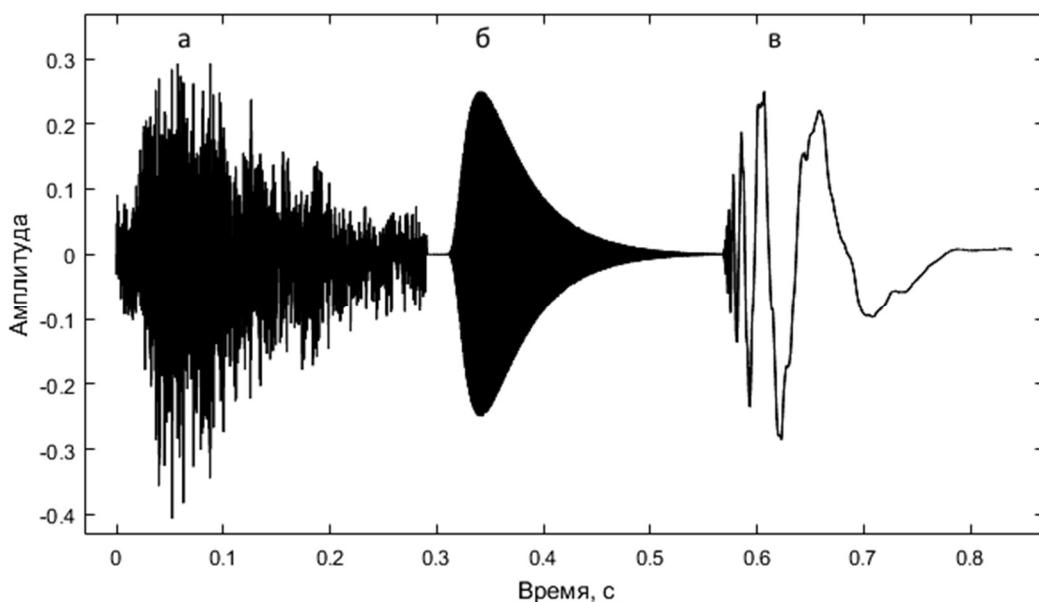


Рисунок 2.21 – Форма импульса при ударном воздействии для $L = 800$ м, $S(t) = 0$:

а) – эмпирический; б) полная модель; в) базовая модель

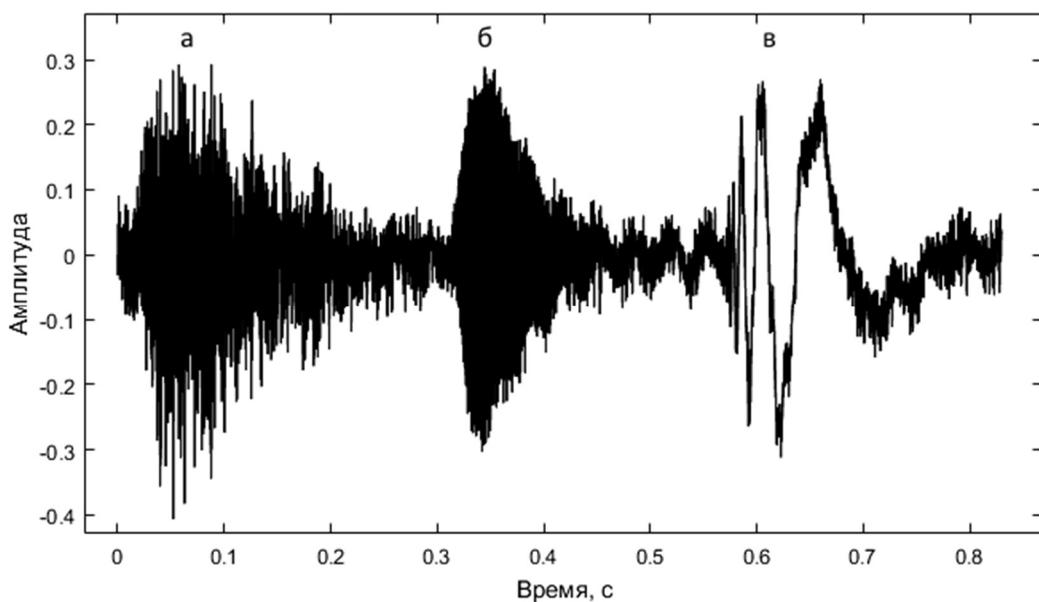


Рисунок 2.22 – Форма импульса при ударном воздействии для $L = 800$ м, $S(t) \neq 0$:

а) – эмпирический; б) полная модель; в) базовая модель

В расчетах для действующего трубопровода учитывалась плотность перекачиваемой жидкости. Общая масса трубопровода определялась как сумма массы стальной трубы с параметрами, указанными в табл. 2.3, и жидкости. Уравнение для частот свободных колебаний в таком случае будет иметь вид:

$$\omega_i = \sqrt{A_3 + \frac{EIK_i^4}{\left(\rho\pi dh + \frac{\rho_0\pi d^2}{4}\right)L^4}}.$$

Помеха $S(t) = 0$ формировалась не только используемым оборудованием, но и перекачиваемой жидкостью (рис. 2.22). Амплитудные спектры для базовой и полной модели в сравнении со средним эмпирическим импульсом приведены на рис. 2.23.

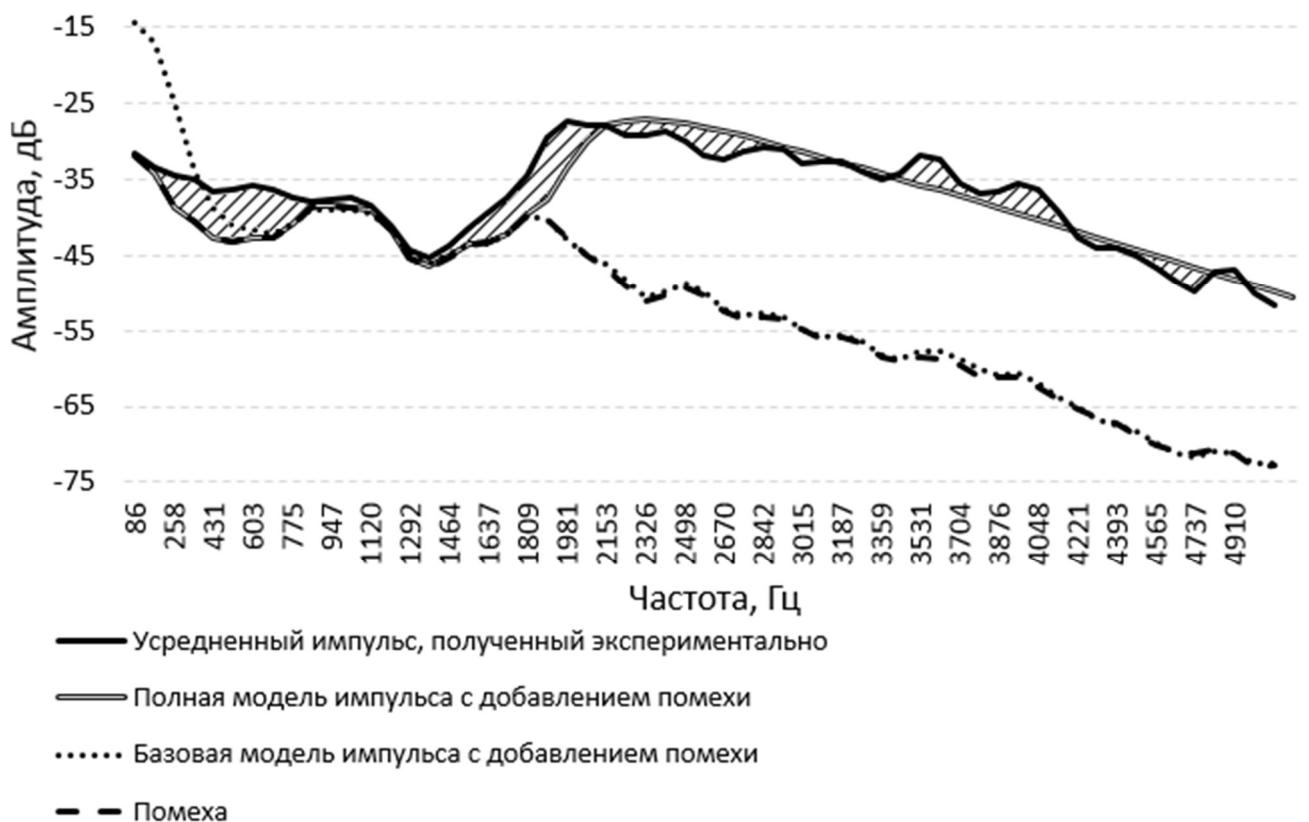


Рисунок 2.23 – Амплитудный спектр сигналов для $L = 600$ м

Использование базовой модели для аналитического описания вибракустического сигнала на поверхности действующего протяженного

трубопровода менее эффективно, так как корреляция амплитудного спектра сигнала базовой модели с эмпирическим существенно снижается с увеличением дистанции: $R=0,77$ для границы 1,5 кГц и $R=0,51$ для границы 5 кГц, в сравнении с соответствующими значениями $R=0,84$ и $R=0,83$, полученными на макете трубопровода длиной пять метров.

Напротив, использование полной модели для описания виброакустического сигнала на участке трубопровода в 200м демонстрирует адекватность данного аналитического выражения при решения поставленной задачи, так как коэффициент корреляции амплитудного спектра сигнала для полной модели и экспериментального составил $R = 0,89$ в диапазоне до 5 кГц.

Оценка адекватности моделей проводилась с использованием средней абсолютной ошибки Δ , относительной ошибки δ , средней квадратической ошибки σ и коэффициента корреляции Пирсона R , вычисляемых для спектра сигналов по формулам [101,102]:

$$\Delta = \sum \frac{|x_k - y_k|}{n}, \quad \delta = \frac{\Delta}{\bar{y}},$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (x_{ik} - \bar{x}_i)^2}{N}}, \quad R = \frac{\sum_{k=1}^n (y_k - \bar{y})(x_k - \bar{x})}{\sum_{k=1}^n (y_k - \bar{y})^2 \sum_{k=1}^n (x_k - \bar{x})^2},$$

где x_k - амплитуда гармоники k импульса, полученного аналитически;

\bar{x} - среднее значение амплитуд частот импульса, полученного аналитически;

y_k - амплитуда гармоники k усредненного импульса, полученного экспериментально;

\bar{y} - среднее значение амплитуд частот усредненного импульса, полученного экспериментально;

n - количество рассматриваемых гармоник ($n=59$);

N - количество рассматриваемых эмпирических импульсов ($N=30$);

i - номер импульса.

Коэффициент детерминации R для амплитудных спектров, абсолютная и относительная погрешность для всех рассмотренных случаев приведены на рис. 2.24. Средняя квадратическая ошибка по частотному диапазону до 5 кГц в выборке из 30 экспериментальных импульсов составила 0,9 дБ.

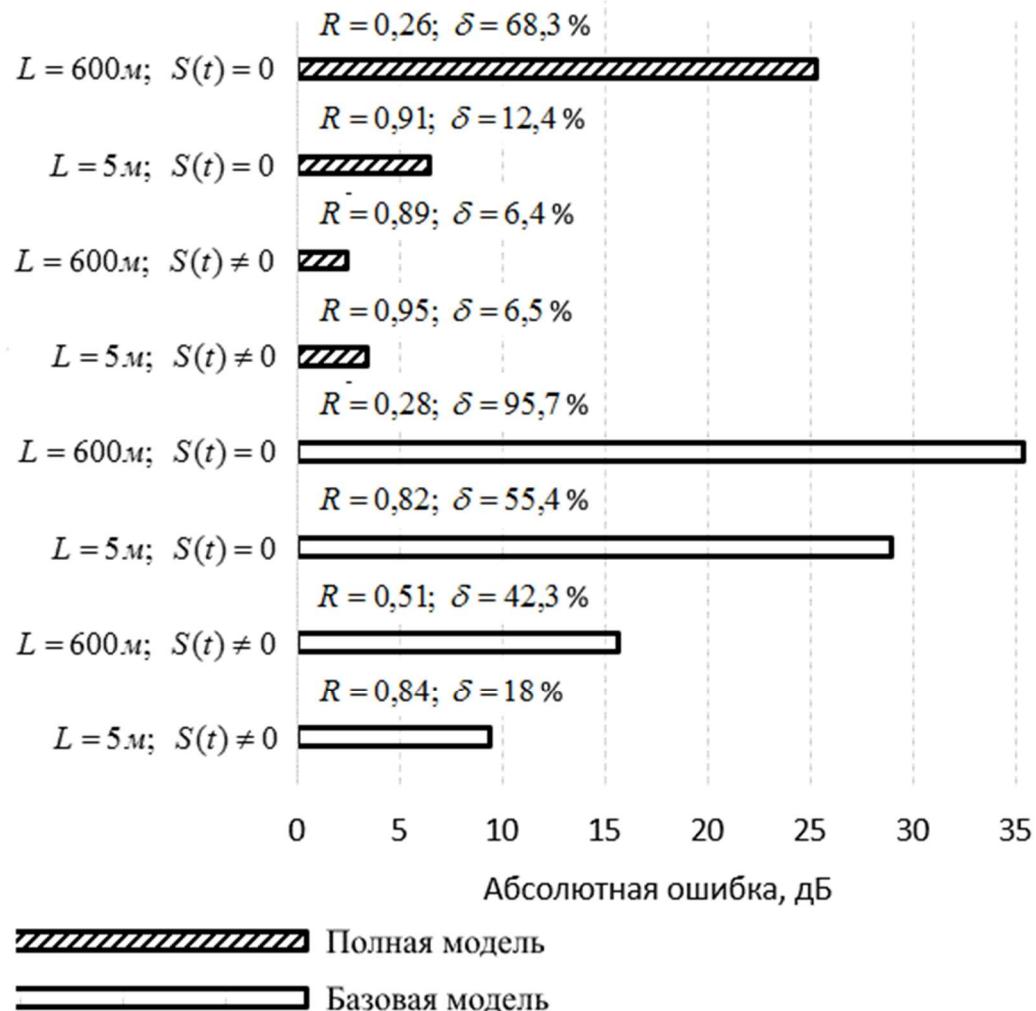


Рисунок 2.24 – Оценка адекватности моделей

В результате анализа отклонений значений, получаемых моделированием (рис. 2.24) от экспериментальных данных, сделан вывод о высокой достоверности и точности предложенных моделей на основе теории колебания стержня в задаче описания поперечных колебаний трубопровода. Минимальное отклонение от экспериментальных данных соответствует полной модели как для трубы длиной 5 м, так и на участке (200 м) трубопровода длиной в 600 м ($R = 0,95$ для $L = 5$ и $R^2 = 0,89$ для $L = 600$).

2.5 Выводы

1. Обоснован подход к реализации способа контроля состояния магистрального трубопровода на основе генерации упругих колебаний точечным источником на поверхности трубы.
2. Получены полная и базовая математические модели виброакустического сигнала, фиксируемого на поверхности трубопровода при ударном воздействии с заданными координатами.
3. Проведены расчеты по полученным моделям, описывающим форму импульса при ударном воздействии на макете трубопровода длиной 5м и на действующем участке трубопровода длиной 200 м с добавлением шумовой составляющей, соответствующей реальным условиям перекачки продукта.
4. Определена оценка адекватности предложенных моделей на основе корреляционного анализа амплитудных спектров моделированных сигналов и экспериментальных данных с определением абсолютной средней и относительной ошибки.

3 АКТИВНЫЙ ПОМЕХОУСТОЙЧИВЫЙ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИЙ СПОСОБ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

3.1 Постановка задач

Условия передачи и приема упругих волн всегда подразумевают наличие помех различных видов. Помеха формируется не только искусственными источниками (движение автомашин на прилегающей автотрассе), но и сейсмическими колебаниями от корней деревьев, случайными изменениями скорости жидкости и давления, приводящим к случайным колебаниям трубопровода [79]. Однако речь идет не только об оценке амплитуды сигнала, а об оптимальном способе приема сигнала при наличии помех. Решение этой задачи «требует» привлечения идей и методов обработки информации.

Одна из составляющих шумов обусловлена турбулентностью перекачиваемого потока жидкости, вторая – трением в области соприкосновения двух сред: «жидкость - внутренняя стенка трубопровода». В этих условиях зарегистрировать форму регистрируемого импульса, несущую информацию о характере нарушения состояния трубопровода, становится затруднительно.

По экономическим соображениям расстояние «генератор-приемник» должно быть максимально возможным (по мнению собственников трубопроводных систем, не менее 1 км). На расстояниях такого уровня приходящий к приемнику сигнал становится соизмеримым с шумами в трубе, обусловленными флюктуациями параметров перекачиваемого продукта и сейсмическими сигналами, фиксируемыми трубой из окружающей среды. Возникает проблема не только распознавания зондирующих сигналов, но и их обнаружения. Нестационарность шумов, непредсказуемое изменение принимаемых прозванивающих сигналов и низкое отношение сигнал/шум переводят поставленную задачу в ранг проблематичных. Однако решение задачи существует. В его основу положен принцип когерентного накопления сигналов (в данном приложении использование

этого принципа возможно). Если чувствительность системы будет доведена до уровня «объема» выкопанного шурфа ($\sim 4\text{м}^3$) на трассе протяженностью $\sim 1\text{км}$, такая технология будет востребована во всех странах, располагающих трубопроводным транспортом. В течение часа (время формирования шурфа) при частоте зондирующих сигналов 1 Гц можно вести суммирование 3600 посылок. Итоговый теоретический эффект – увеличение отношения сигнал/шум в 60 раз. Приведенная цифра дает надежду на решение задачи не только обнаружения нарушения состояния работающего трубопровода, но и на идентификацию этих нарушений.

Поставлены задачи:

1. Разработать способ контроля и оценить теоретическую эффективность повышения отношения сигнал/шум алгоритмом когерентного накопления с усреднением на основе модели колебания стержня, представленной во 2 главе, с добавлением помехи, соответствующей реальным условиям перекачки продукта.
2. Оценить возможность экспериментального обнаружения имитаторов нарушений разработанным способом на действующем трубопроводе.
3. Провести оценку вероятностей ошибок первого и второго рода в зависимости от числа генерируемых импульсов.

3.2 Моделирование работы активной виброакустической системы обнаружения нарушений

Устройство для реализации способа [90,103] работает следующим образом (рис. 3.1). Регистрируемые приемником 7 импульсы поступают на схему накопления, представленную в виде линии задержки 8 и сумматора 9. Расстояния между отводами линии задержки соответствуют периоду генерируемых импульсов. Результат накопления в текущий момент времени поступает на коррелятор 11 для расчета коэффициентов корреляции накопленного импульса с образцовыми, хранящимися в памяти 10. Схема выделения экстремума 12 выделяет максимальный коэффициент корреляции при превышении некоторого порога η ,

схема 13 формирует импульс для считывания номера образца, определяющего максимум этого коэффициента. Считанный номер по каналу связи 14 передается в службу безопасности трубопроводной системы.

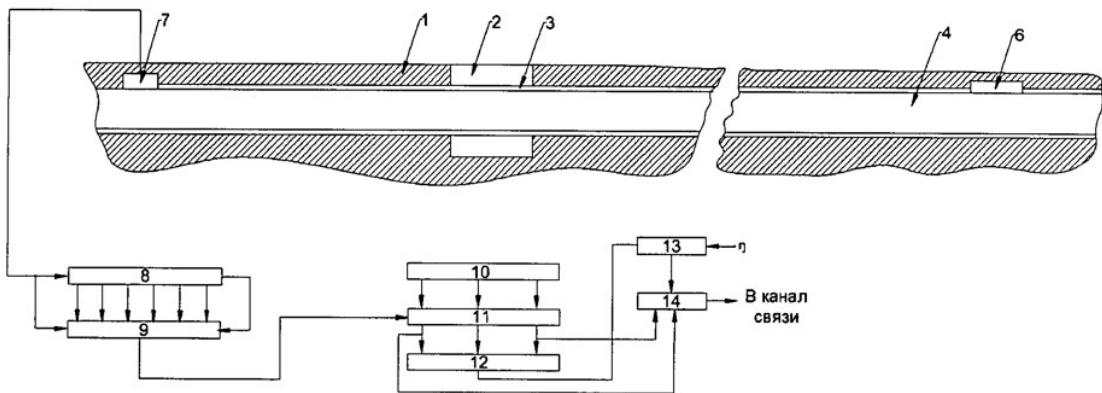


Рисунок 3.1 – Структурная схема системы контроля трубопроводов

Образцовый импульсы представляют собой сумму последовательности принимаемых импульсов при известном (симитированном) состоянии трубопровода, которое необходимо распознавать в процессе мониторинга трубопроводной системы. Число суммируемых импульсов может быть установлено по дисперсии нормированных суммарных импульсов. При ее приближении к нулю процесс построения образца прекращается. Блок-схема алгоритма работы системы изображена на рис. 3.2.

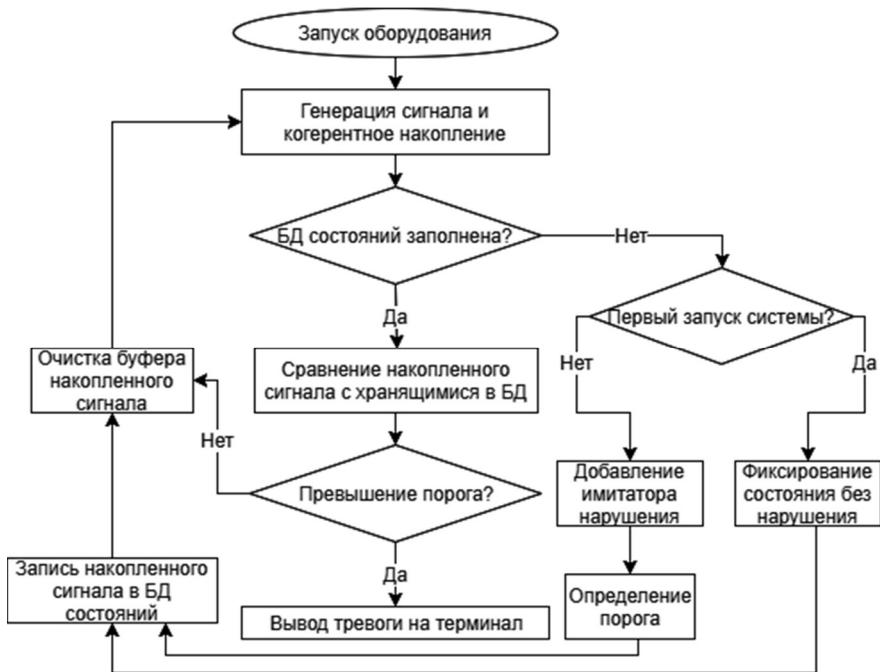


Рисунок 3.2 – Блок-схема алгоритма работы системы

Предлагаемая концепция обнаружения действий нарушителя заключается в формировании текущего состояния охраняемого объекта с отсутствием нарушения и в дальнейшем сравнении полученного сигнала с наблюдаемым состоянием системы. Образец любого из состояний представляется в виде усредненной формы импульса, полученного по совокупности зондирующих посылок. Преимущество используемого способа заключается в возможности обнаружения воздействий на поверхность протяженного объекта (в том числе, на рельсовый путь впереди движущегося поезда [104]), не сопровождающихся собственными акустическими колебаниями. Изменения параметров среды приводят к формированию локальных градиентов переизлучения акустической энергии в трубу. Возможно ли с помощью существующих средств обнаружить такие градиенты на приемлемых по дальности расстояниях разнесения «генератор-приемник» и распознать их тип? Другими словами, могут ли указанные отступления от принятой нормы изменить переходную характеристику контролируемого участка трубопровода настолько, чтобы выделить в регистрируемых сигналах не только информацию «есть угроза», но и распознать ее тип?

Положительный ответ на этот вопрос просматривается в случае нахождения подхода к реализации известного в теории обнаружения принципа когерентного накопления сигналов с усреднением, позволяющего выделить полезную информацию в принимаемых сообщениях при ничтожных отношениях сигнал/шум [98].

Когерентное накопление с усреднением позволяет уменьшить дисперсию шума, сохраняя сигнал неизменным. Условиями для повышения отношения сигнал/шум данным методом является синхронизация момента времени взятия отсчетов импульсов, неизменность характеристик передаваемого по трубе сигнала и некоррелированность отсчетов шумов.

Общая формула когерентного накопления с усреднением имеет вид [105]:

$$x_{avg}(k) = \frac{\sum_{n=1}^N x_n(k)}{N}$$

где $x_{avg}(k)$ -амплитуда усредненного отсчета; k – номер усредняемого отсчета; n – номер импульса из серии; N – число накоплений.

Если принять за σ_{ucx} стандартное отклонение шума, то стандартное отклонение шума при накоплении N отсчетов будет зависеть от числа накоплений [105]:

$$\sigma_{\text{накопл}} = \frac{\sigma_{ucx}}{\sqrt{N}}.$$

Анализируемые импульсы в виброакустическом сигнале состоят из полезного сигнала, представляющего собой собственные колебания трубы, и шума, создаваемого окружающей средой и транспортируемой жидкостью, тогда отношение сигнал/шум (обозначим как SNR) для исходного и накопленного сигналов:

$$SNR_{ucx} = \frac{A}{\sigma_{ucx}};$$

$$SNR_{\text{накопл}} = \frac{A}{\sigma_{\text{накопл}}},$$

где A - полезная составляющая сигнала.

Коэффициент повышения отношения сигнал/шум для получаемого сигнала будет равен:

$$\frac{SNR_{\text{накопл}}}{SNR_{ucx}} = \frac{\sigma_{ucx}}{\sigma_{\text{накопл}}} = \sqrt{N}.$$

Таким образом, отношение сигнал/шум будет увеличиваться пропорционально \sqrt{N} .

При повышении отношения сигнал/шум накопленный сигнал должен приближаться по форме к исходному полезному сигналу. Для оценки работоспособности метода в задаче повышения отношения сигнал/шум реализуем моделирование в среде Matlab процесса подачи импульсов упругих колебаний в трубу, используя полную модель, описанную в главе 2. Для демонстрации эффекта от накопления N импульсов к модели импульса (рис. 3.3) с экстремумом

амплитуды 0.2 добавим помеху $S(t)$, превышающую максимум сигнала по амплитуде в 4 раза (0.8), чтобы сигнал на фоне шума не фиксировался ни по амплитудно-временному представлению, ни по спектральному. Образец накладываемой помехи $S(t)$ изображен на рис. 3.4, он был получен на действующем трубопроводе с последующим умножением всех отсчетов шумового сигнала на константу для имитации интенсивного шумового фона.

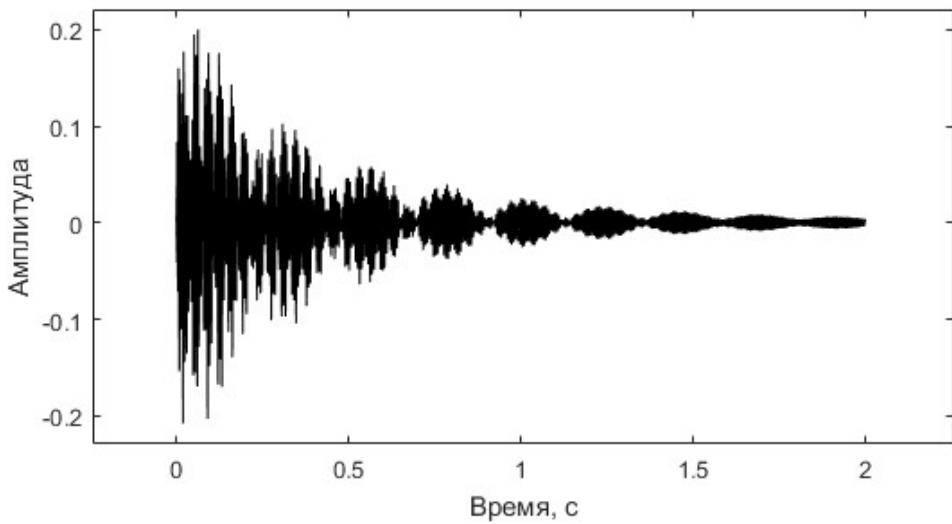


Рисунок 3.3 – Форма моделируемого сигнала при $S(t)=0$

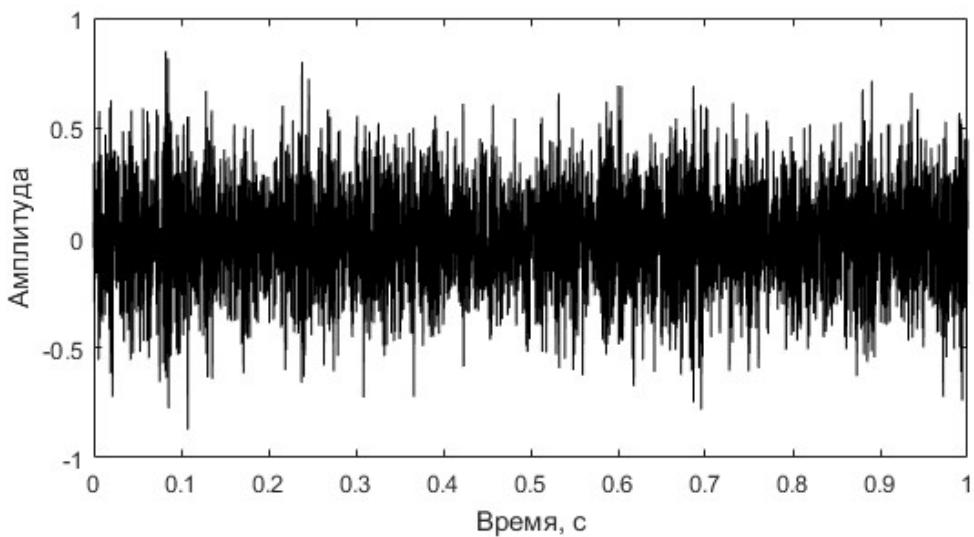


Рисунок 3.4 – Образец накладываемой помехи $S(t)$

Алгоритм когерентного накопления способен повышать SNR в том случае, если отсчеты шума случайны. Помеха, формируемая потоком жидкости и оборудованием является гауссовским случайным процессом, так как для любого

набора фиксированных моментов времени амплитуды сигнала подчиняются нормальному распределению. Плотность распределения вероятности амплитуд помехи изображена на рис. 3.5 (а), нормированная автокорреляционная функция – на рис 3.5 (б). Значения графиков построены на основе десятиминутного сигнала помехи.

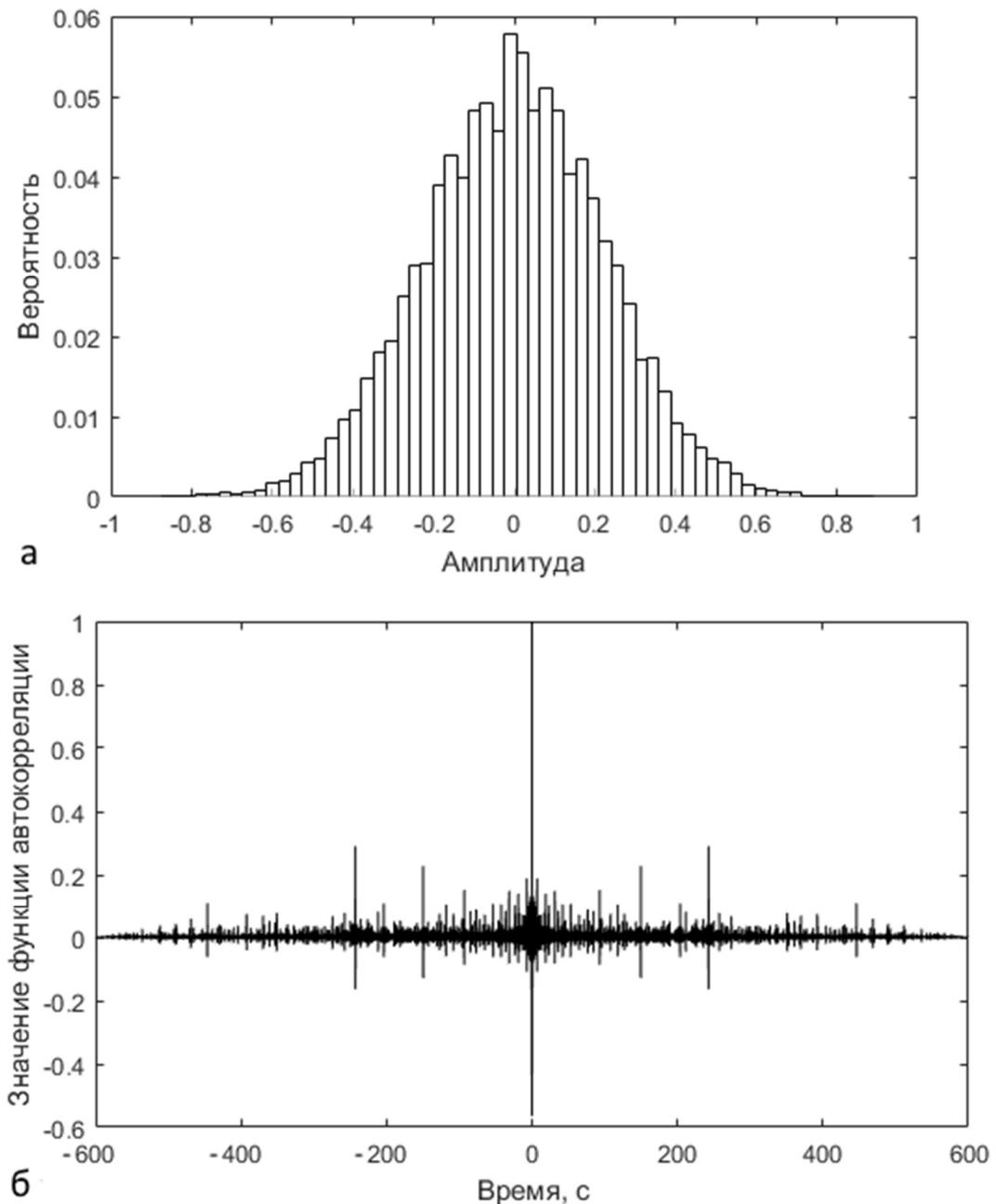


Рисунок 3.5 – Характеристики помехи $S(t)$:

- а) плотность распределения вероятностей амплитуды; б) нормированная функция автокорреляции

Спектрограмма сигнала и помехи изображена на рис. 3.6.

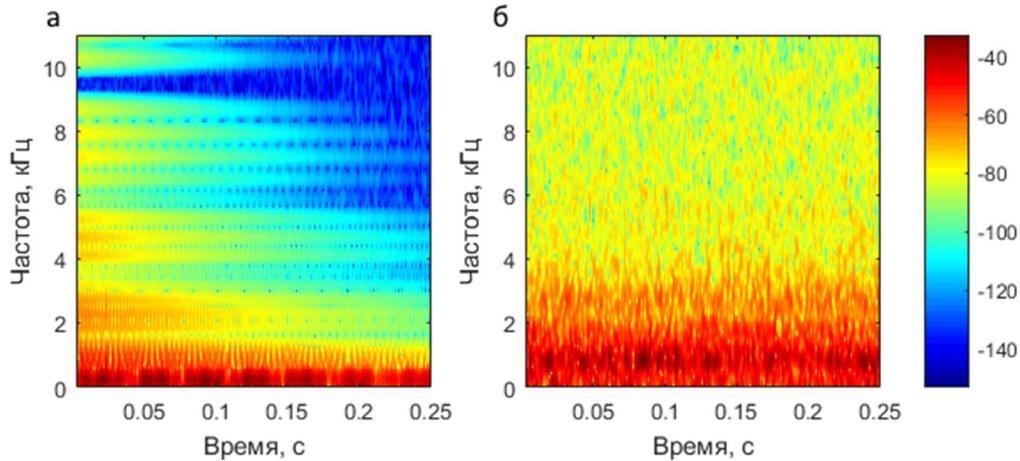


Рисунок 3.6 – Спектрограмма модели (а) и накладываемой помехи (б)

Результат наложения помехи $S(t)$, а также сигнал при отсутствии накопления ($N = 1$), при $N = 100$ и $N = 1000$ изображен на рис. 3.7.

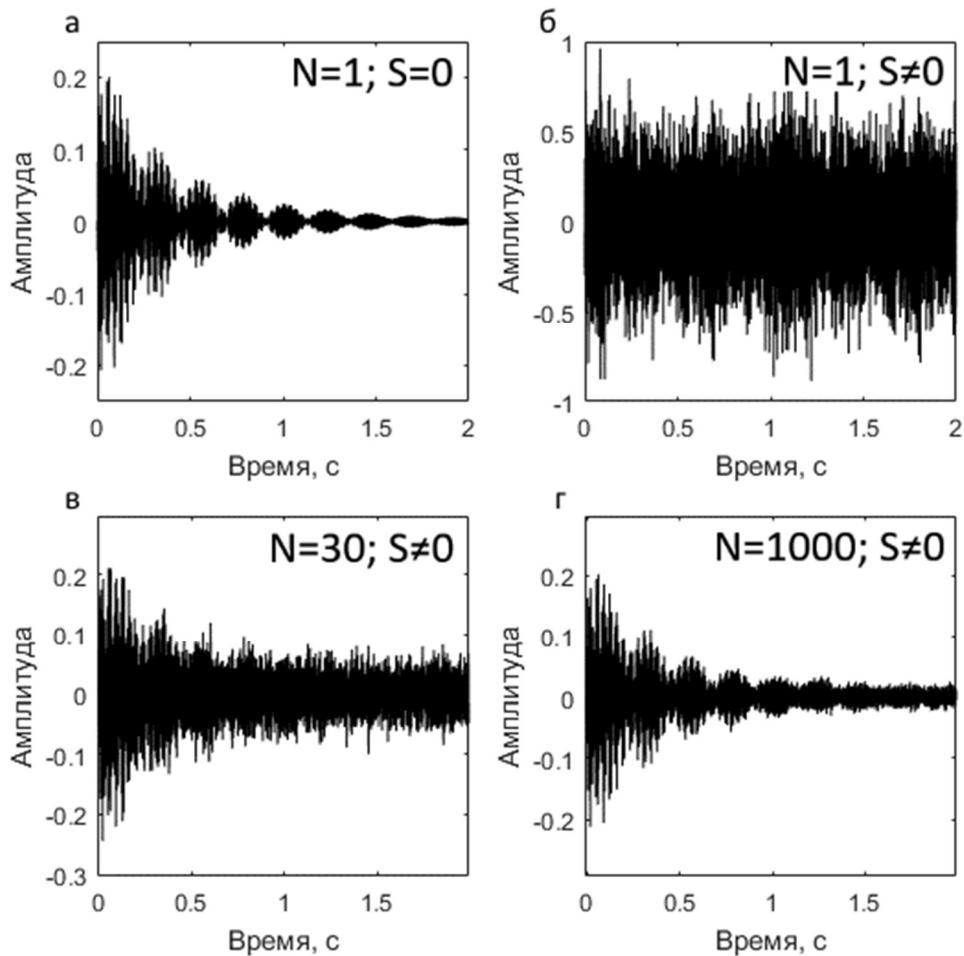


Рисунок 3.7 – Модель когерентного накопления сигнала:

- а) без накопления, без помехи; б) без накопления, с помехой; в) при накоплении 100 импульсов; г) при накоплении 1000 импульсов

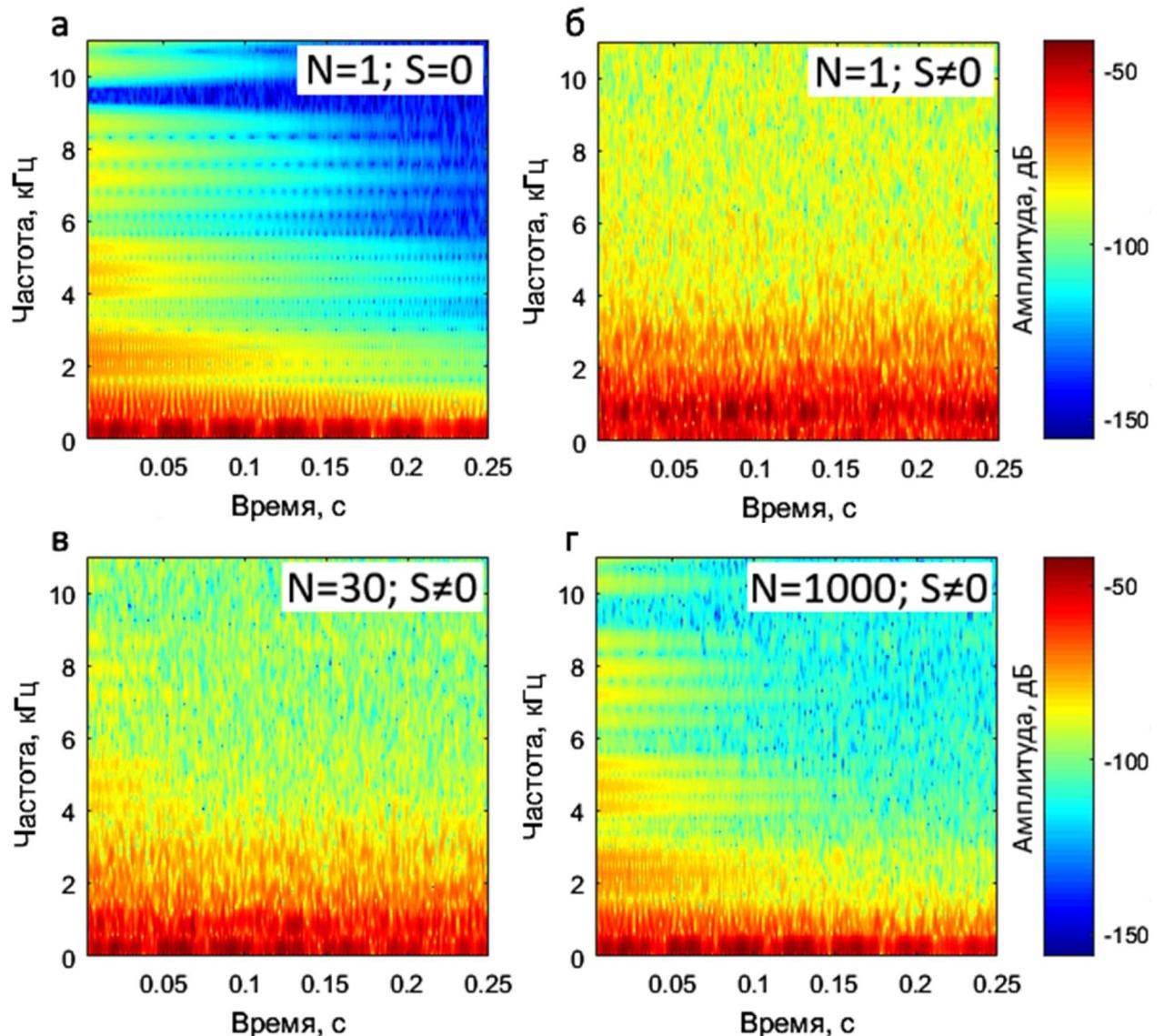


Рисунок 3.8 – Спектрограмма модели когерентного накопления сигнала:
а) без накопления, без помехи; б) без накопления, с помехой; в) при накоплении
100 импульсов; г) при накоплении 1000 импульсов

Отношение сигнал/шум при добавлении помехи к модели сигнала составило $SNR_{ucx} = 0,03$ (ввиду низкого значения данного параметра, сигналы на фоне помехи по рис. 3.7 (б) и 3.8 (б) не обнаруживаются, корреляция для сигналов без помехи и с помехой $R=0,13$).

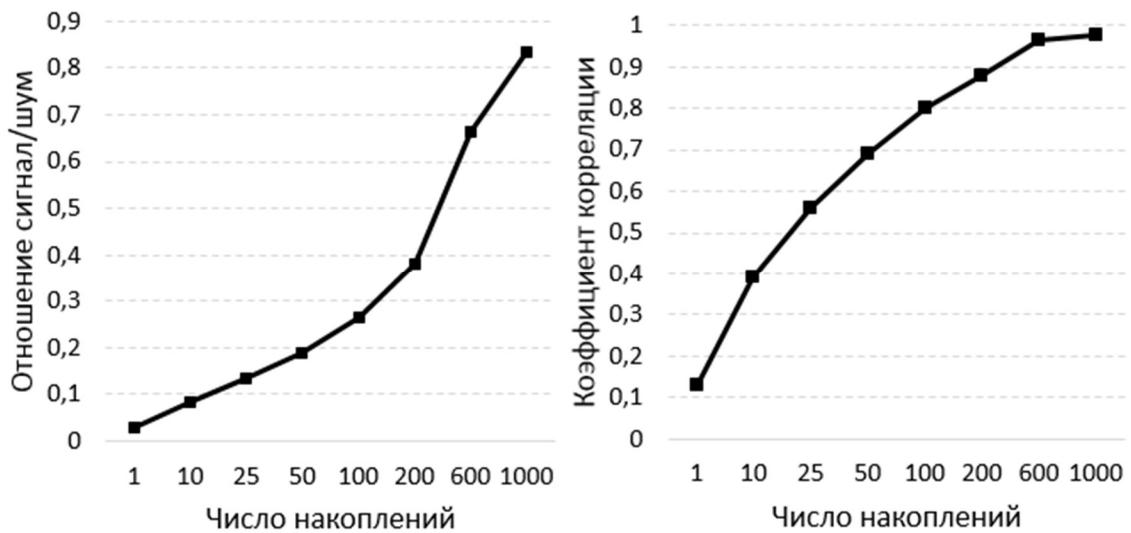


Рисунок 3.9 – SNR и R в зависимости от числа накоплений N

Значение SNR повышается с ростом числа накоплений. При накоплении 1000 изначально зашумленных импульсов отношение сигнал/шум возросло в 30,68 раза (рис. 3.10). По амплитудно-временному представлению на рис 3.7 (г) и по спектральному на 3.8 (г) сигнал стал обнаруживаться на фоне сниженной амплитуды помехи с коэффициентом корреляции для исходного незашумленного и накопленного сигнала, равным $R=0,98$. Для других значений N отношение сигнал/шум и корреляция отражены на рис. 3.9

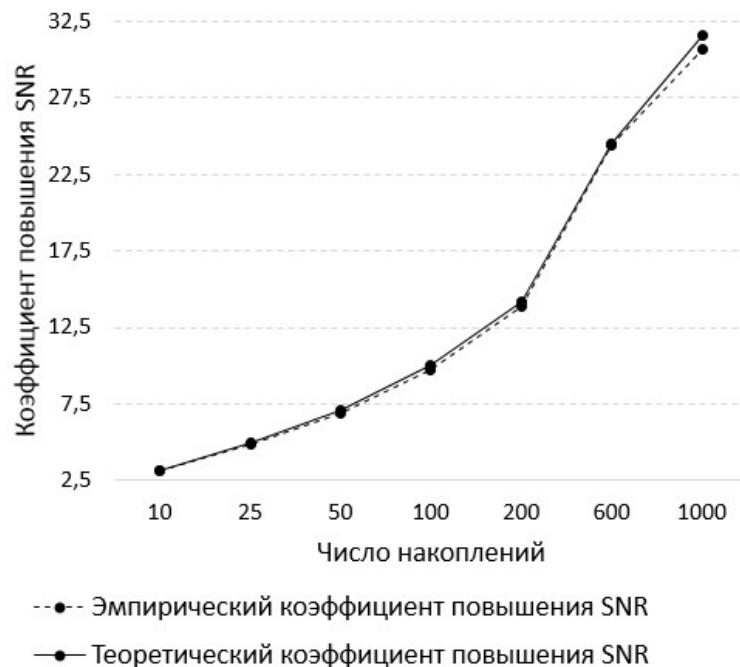


Рисунок 3.10 – Коэффициент фильтрации сигнала от помех в зависимости от N

Таблица 3.1 Результаты моделирования работы алгоритма когерентного накопления сигнала

N	1	10	25	50	100	200	600	1000
R	0,130	0,390	0,560	0,690	0,800	0,880	0,962	0,978
P	0,0061000							
σ_{uu}	0,224	0,072	0,0459	0,0326	0,0231	0,0161	0,0092	0,0073
$SNR_{\text{накопл}}$	0,0272	0,0847	0,1328	0,1871	0,2640	0,3788	0,6630	0,8356
$\frac{SNR_{\text{накопл}}}{SNR_{ucx}}$	3,1111	4,8801	6,8711	9,6969	13,9130	24,3478	30,6849	-
\sqrt{N}	3,1622	5	7,0710	10	14,1421	24,4948	31,6227	-

Значение коэффициента повышения отношения сигнал/шум ($\frac{SNR_{\text{накопл}}}{SNR_{ucx}}$)

согласуется с теоретическим и близко к зависимости от \sqrt{N} (рис. 3.10). Со всеми результатами моделирования работы алгоритма когерентного накопления сигнала с использованием помехи, полученной на действующем трубопроводе можно ознакомиться в табл. 3.1.

Следующим этапом является проведение эксперимента на действующем трубопроводе, с использованием сигналов, получаемых в результате работы генератора упругих колебаний на участке трубопровода длиной 500м.

3.3 Результаты экспериментов по обнаружению имитаторов нарушений на действующем трубопроводе

Достоверность выводов и возможности обнаружения и распознавания изменений параметров среды в окружении магистрального трубопровода

подтверждается результатами экспериментов (рис. 3.11, 3.12). Они получены следующим образом.

Формировалось одно из состояний, обозначенных на рис. 3.11-3.13. Эксперимент проводился на действующей трубе с жидкостью (вода). Генератор и вибропреобразователь устанавливались на трубопровод на расстоянии 500 м. Между ними устанавливались имитаторы нарушений: шурф длиной 1м (рис. 3.11) и предмет, расположенный на поверхности трубы (аккумуляторная батарея массой 15кг, рис. 3.12). Третьим имитатором являлась врезка, имитация наличия которой обеспечивалась установкой вибропреобразователя после отвода (точка 2, точка 1 – для имитации отсутствия врезки) в виде существующей дополнительной трубы меньшего диаметра (рис. 3.13).



Рисунок 3.11 – Имитатор «шурф»



Рисунок 3.12 – Имитатор «инструмент на трубопроводе»



Рисунок 3.13 – Имитатор «врезка»

Строился образец по регистрируемым импульсам путем их суммирования и усреднения, аналогично ранее описанному методу при моделировании работы системы. На рис. 3.14 изображен результат корреляции образцов, созданных с различным числом накоплений (от 2 до 82). Задавалась доверительная вероятность 0,99 попадания коэффициентов корреляции в доверительные интервалы, границы

которых для разных сочетаний приведены на 3.15. Интервалы строились с помощью таблицы по коэффициентам Стьюдента [102].

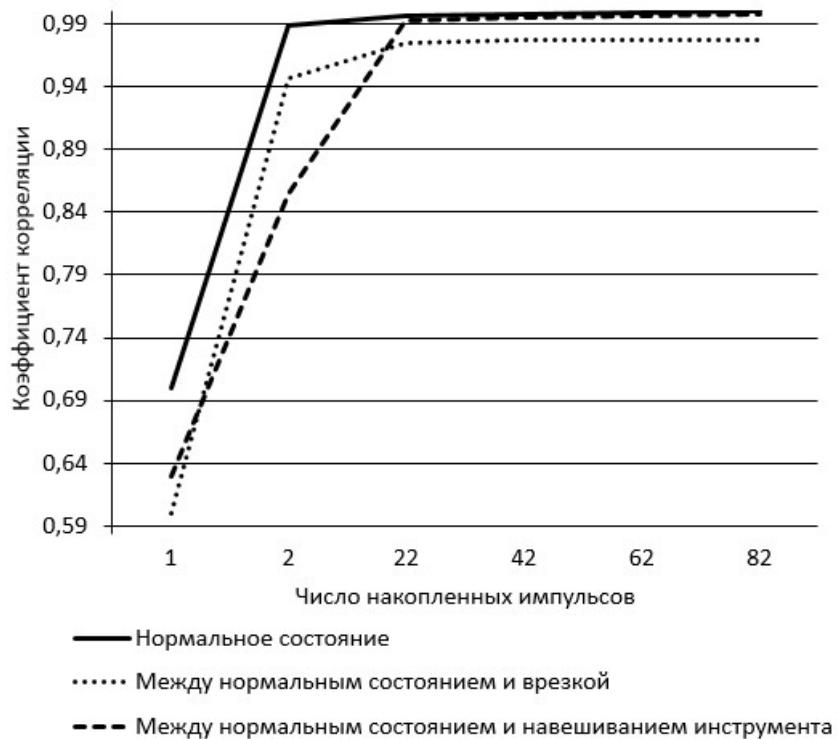


Рисунок 3.14 – Кривые коэффициентов корреляции для трех состояний трубопроводной системы

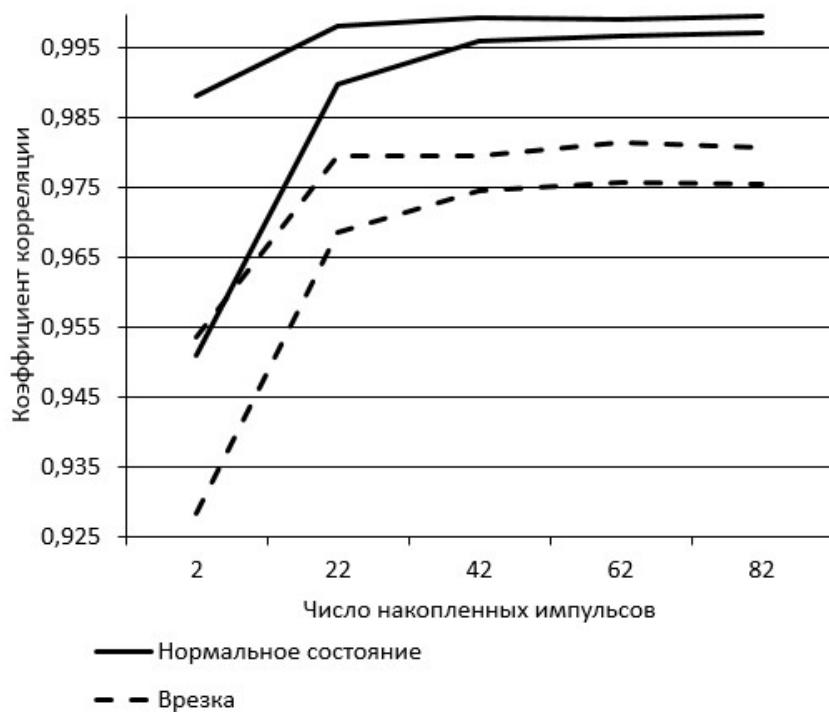


Рисунок 3.15 – Доверительные интервалы корреляции для двух состояний трубопроводной системы (доверительная вероятность 0,99)

Для нахождения доверительных интервалов в каждой точке по N (2, 22, 42, 62, 82) были взяты 10 реализаций по каждому количеству N соответственно. Под реализацией подразумевается накопление по N импульсов, полученных в разные моменты времени, например, первые 10 реализаций по $N=2$: накапливаются первые 2 импульса, выписываются коэффициенты корреляции между двумя состояниями при накоплении этих двух импульсов (два импульса одного состояния и два для другого), затем фиксируются коэффициенты корреляции для остальных 9 пар сравнений. Далее наращивается N и сравниваются пары накопленных импульсов по $N=22$ в 10 различных временных участках, это позволяет проверить достоверность, поскольку импульсы берутся всегда в разное время, но для одних и тех же состояний. $t_{10} = 3,169$ – коэффициент Стьюдента для $N=10$ и $P=0,99$ (доверительная вероятность).

Расчет левой границы доверительного интервала: $\frac{\bar{X} - 3,169 * \sqrt{D}}{\sqrt{10}}$

Расчет правой границы доверительного интервала: $\frac{\bar{X} + 3,169 * \sqrt{D}}{\sqrt{10}}$

Для других N расчеты проводились аналогичным образом.

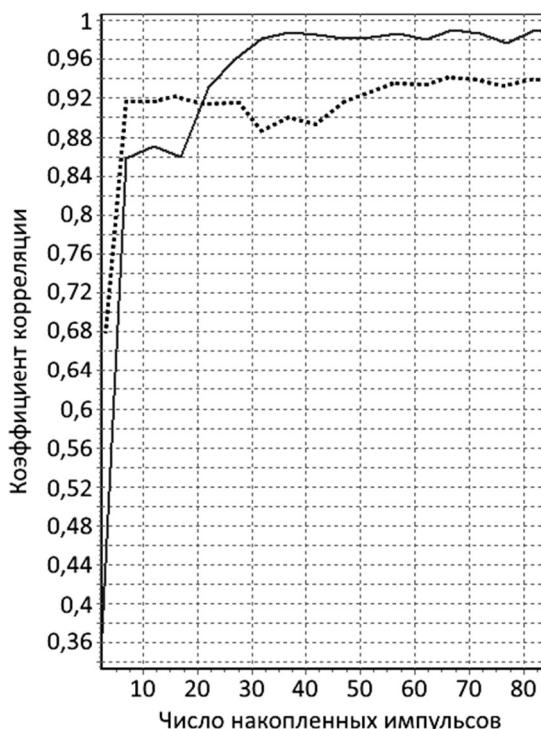


Рисунок 3.16 – Нормальное состояние и с шурфом

На рис. 3.16 изображены коэффициенты корреляции для двух состояний трубопровода: нормальное и с имитатором нарушения «шурф». Сравнивались два состояния парами по N (N импульсов для одного состояния и N импульсов для другого), затем значение N наращивалось и накопленные импульсы сравнивались парами. Кривые не пересекаются при $N>20$. Отличие коэффициентов корреляции в данном случае еще более весомое, чем в случае сравнения нормального с врезкой (рис. 3.15).

Таким образом, влияние локальных изменений состояния окружающей трубопровод среды на параметры распространяющихся по трубе упругих колебаний фиксируется коэффициентом корреляции при сравнении сигналов. По результатам экспериментов на действующем трубопроводе, с доверительной вероятностью 0,99 возможно определение отклонения работы системы от нормы при достижении числа накапливаемых импульсов $N>20$ («шурф», врезка). На основании данных результатов сделан вывод о потенциально высокой эффективности применения активного виброакустического способа для контроля состояния магистральных трубопроводов.

Следует применять дополнительные средства, например, гель, чтобы уменьшить акустическое сопротивление между поверхностями датчика и трубы. Нанесение геля является обязательной процедурой, поскольку это позволяет значительно повысить чувствительность, а также уменьшить погрешность измерения амплитуды.

Для проведения исследования был разработан образец системы контроля трубопровода, работающий в реальном времени на основе анализа данных в буфере аналого-цифрового преобразователя. Программное обеспечение реализовано на языке программирования высокого уровня C++, на которое получены свидетельства о регистрации программ для ЭВМ [106,107].

На рис. 3.17 изображено окно программы с двумя образцами, созданных из 30 принятых импульсов, полученных на макете трубы длиной пять метров. Так как состояние объекта контроля не менялось, кривые сигналов наложились одна на другую.

Для принятия решения о наличии нарушения достаточно вычислять степень отличия кривых, соответствующих различным состояниям трубопровода и сравнивать с пороговым значением корреляции. Рассмотрим случай отсутствия нарушения в системе. Определяется коэффициент корреляции для кривых, полученных после создания образца сигнала нормального состояния системы. Далее устанавливается порог срабатывания системы сигнализации о нарушении при значении коэффициента корреляции, меньшим 0,95 (рис. 3.17).

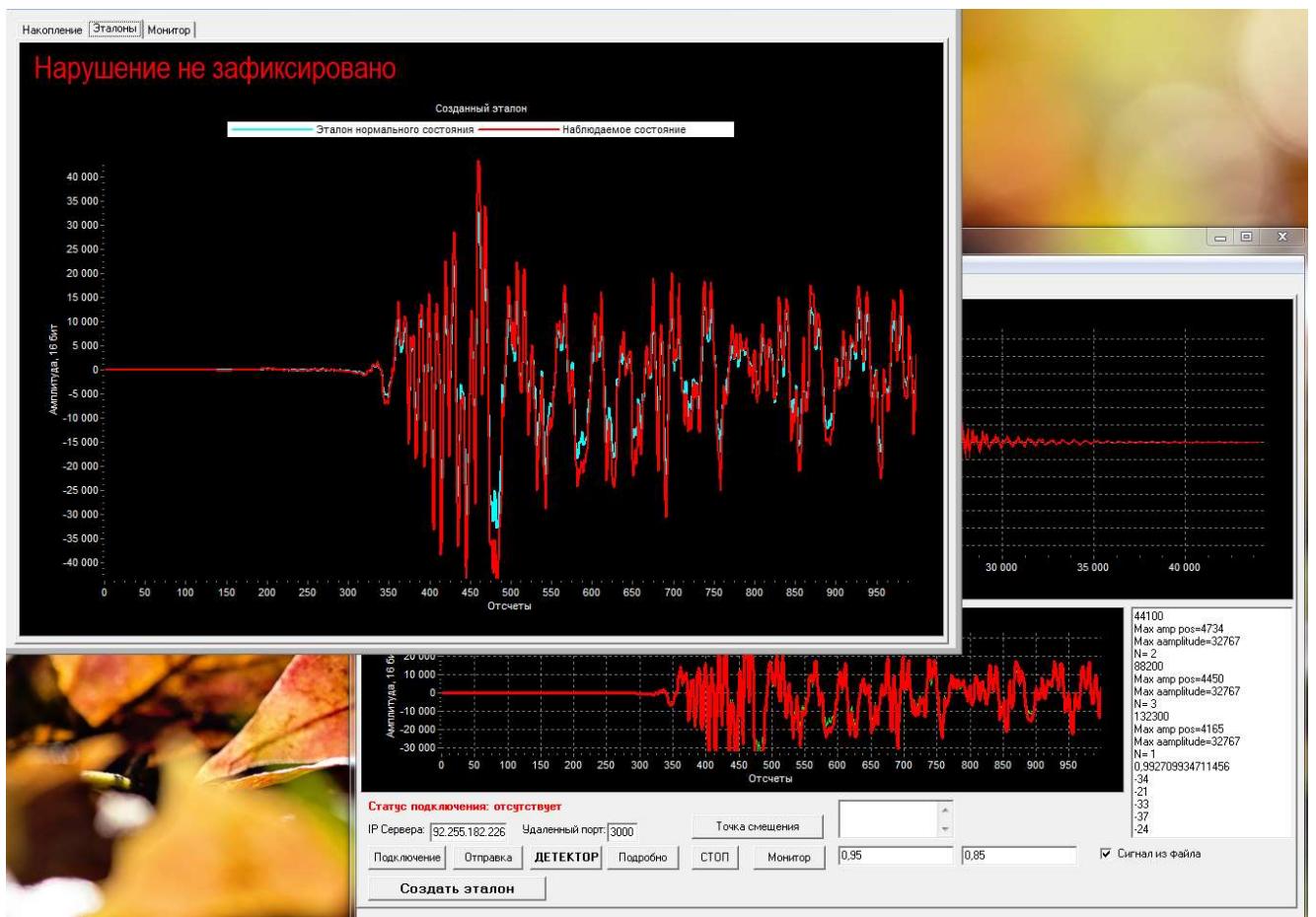


Рисунок 3.17 – Отсутствие нарушения



Рисунок 3.18 – Коэффициент корреляции при отсутствии нарушения

Значение полученного коэффициента корреляции – 0,993 (рис. 3.18). Так как установленный порог – 0,95, то принимается решение об отсутствии нарушения (действительно, никаких воздействий на поверхность не осуществлялось).

Далее осуществляется имитация действий злоумышленника путем установки инородного объекта на поверхность трубы (металлический брусок). Реакция системы детектирования отображена на рис. 3.19 [107].

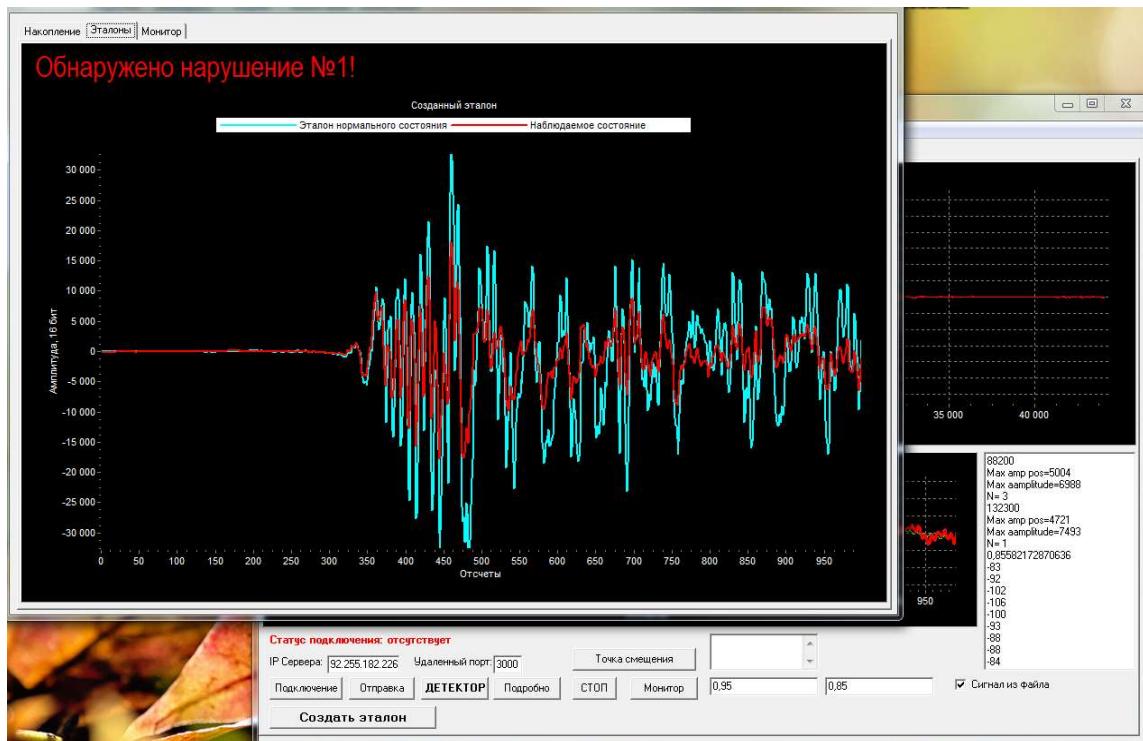


Рисунок 3.19 - Обнаружение нарушения

Значение полученного коэффициента корреляции – 0,856. Так как установленный порог – 0,95, то принимается решение о наличии нарушения.

3.4 Оценка вероятностей ошибок распознавания

Как было показано, коэффициент корреляции формы импульсов является информативным признаком нарушения, но его значение зависит от условий среды, а также числа накоплений. Очевидной задачей является создание обнаружителя перечисленных нарушений, использующего пороговые значения информативных признаков, а также выявление вероятностей ошибок в зависимости от числа накоплений.

Среди возможных состояний трубопровода может быть «нормальное» – функционирование системы без нарушений; «подкоп» – попытка раскапывания грунта вокруг трубопровода с последующим оголением его поверхности; «врезка» – подключение дополнительной трубы к существующему трубопроводу для перекачки продукта; «разлив перекачиваемого продукта» – выход перекачиваемого продукта в грунт; «объект на трубопроводе» – установка злоумышленником посторонних объектов на поверхность трубы для подрыва трубопровода.

Ошибочное принятие решения может быть дано в двух случаях:

1. Обнаружено изменение состояния трубопровода, но на самом деле состояние не изменилось (ложная тревога, или ошибка первого рода).
2. Нарушение не зафиксировано, однако изменение состояния произошло (пропуск цели, или ошибка второго рода).

При работе с дискретными сигналами в зашумленной среде возникают ошибки их распознавания ввиду возникновения выбросов из-за случайного характера помех. Существует несколько общезвестных критериев при различении сигналов. Среди них следует отметить критерий максимального правдоподобия, критерий минимального среднего риска, критерий идеального наблюдателя (критерий Котельникова) и критерий Неймана-Пирсона [108]. Все критерии

используются для определения границы X , разделяющей подпространства значений случайной величины для двух состояний (рис. 3.20).

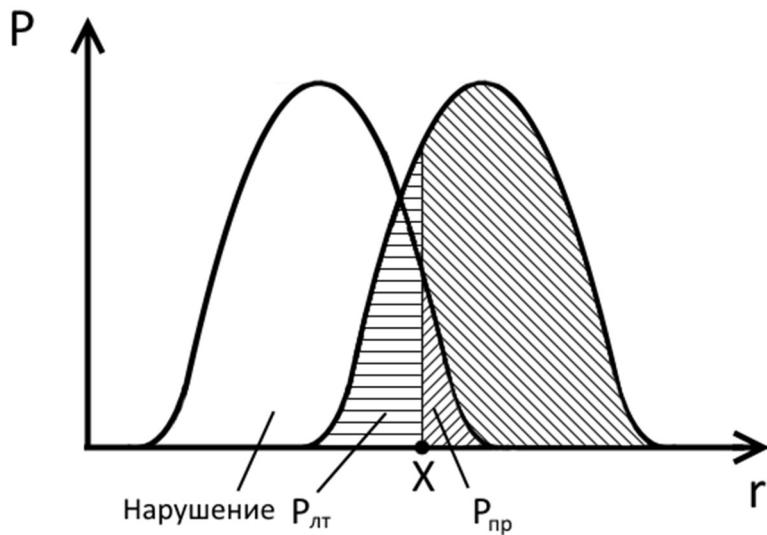


Рисунок 3.20 – плотность вероятности коэффициента корреляции

Области P_{lt} и P_{np} характеризуют вероятности ошибок ложной тревоги и пропуска цели, а в сумме дают общую ошибку обнаружения. Границу X определяют с использованием критериев в зависимости от поставленной задачи минимизации потерь, ее смещение позволяет достичь баланса между вероятностями ошибок.

Перечисленные критерии также называются Байесовскими критериями и требуют знания априорной вероятности возникновения изменения состояния объекта. Также необходимо располагать весовыми коэффициентами, указывающими на стоимость ложной тревоги и пропуска цели, но в данном случае из-за множества факторов, влияющих на исход события (расходы на вызов отряда реагирования, вид нарушения, расположение утечки, ее размеры и т.д.), определить значения коэффициентов с достаточной достоверностью не представляется возможным. В случае, когда априорные вероятности являются равными или неизвестными (в нашем случае – неизвестны), принимается равная стоимость ошибок 1 и 2 рода и используют критерий идеального наблюдателя, который при данных условиях совпадает с критерием максимального правдоподобия [108].

Схема определения ошибок, основанная на критерии идеального наблюдателя, определяет потенциальную помехоустойчивость системы, поскольку вероятности зависят только от свойств канала передачи данных. Ввиду наличия перечисленных условий воспользуемся данным критерием.

Условием получения минимальной суммарной ошибки является установка порога X , при котором наступает равенство ординат приведенных кривых, поскольку это позволяет минимизировать суммарную площадь их пересечения (рис. 3.21).

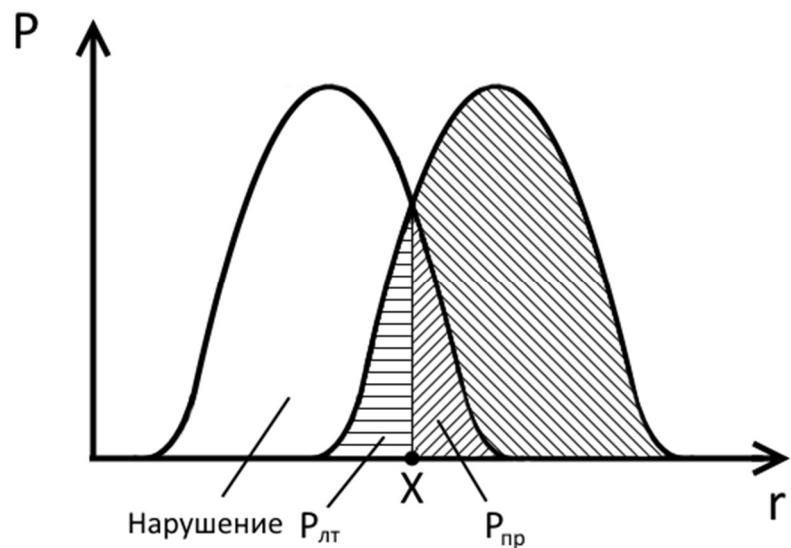


Рисунок 3.21 – плотность вероятности коэффициента корреляции

Определение вероятностей ошибок распознавания возможно в результате определения площадей пересечения плотностей распределения вероятностей коэффициента корреляции для двух состояний трубопровода («без нарушения» и «нарушение»).

Для оценки ошибок первого и второго рода была проведена следующая последовательность действий:

- создан образец состояния трубопровода «без нарушения»;
- создан образец состояния «врезка» (имитация на действующем трубопроводе);
- получены коэффициенты корреляции между образцом «без нарушения» с реализациями сигнала «без нарушения»;

- получены коэффициенты корреляции между образцом «врезка» с реализациями сигнала «без нарушения»;
- по полученному набору коэффициентов корреляции построены плотности распределения;
- вычислен коэффициент корреляции между образцом «без нарушения» с реализациями сигнала «врезка» и между образцом «врезка» с реализациями сигнала «врезка».

Расположим два распределения на одной оси для определения площади пересечения.

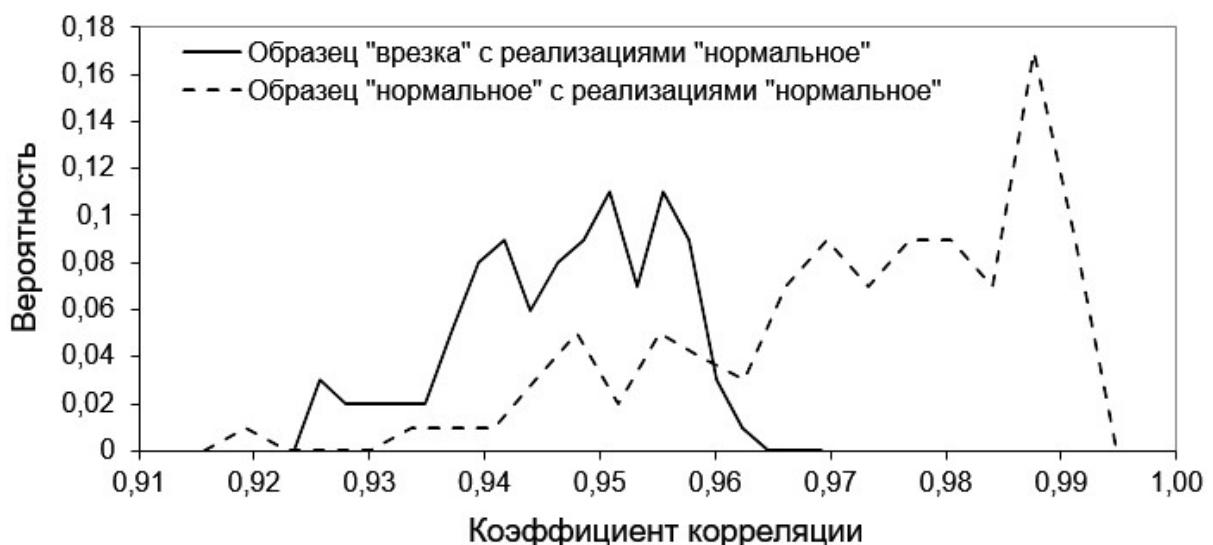


Рисунок 3.22 – Плотности распределения коэффициента корреляции. Выборка – 100 реализаций. Накопление отсутствует

Площадь фигуры, ограниченная пересечением кривых, изображенных на рис. 3.22, характеризует ошибку первого рода, она равна 0,25.

Расположим два распределения на одной оси для определения площади пересечения. Площадь фигуры, ограниченная пересечением кривых, изображенных на рисунке 3.23, характеризует ошибку второго рода, она равна 0,31. Без обработки сигнала (накопления) при сравнении реализаций (единичные импульсы) с образцовыми системой допускает вероятность ложной тревоги $P = 0,25$ и пропуска цели $P = 0,31$.

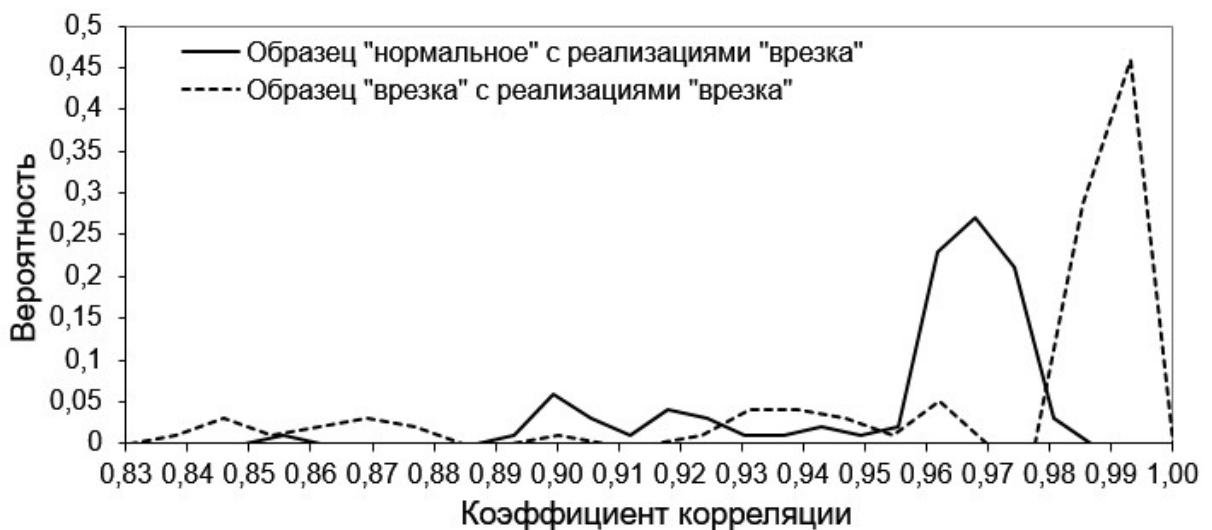


Рисунок 3.23 – Плотности распределения коэффициента корреляции (ошибка второго рода). Выборка – 100 реализаций. Накопление отсутствует

Проведем аналогичное исследование, но для реализаций накопленного сигнала. Будем сравнивать накопленный сигнал из 45 импульсов с реализациями накопленного сигнала из 45 импульсов и определим, каким образом это скажется на плотности распределения и, как следствие, на вероятности ложной тревоги и пропуска цели. Так как в наличии имеется 1350 импульсов, то из сигнала, состоящего из 45 накопленных импульсов можно составить ~ 30 реализаций. При нормальном законе распределения этого будет достаточно.

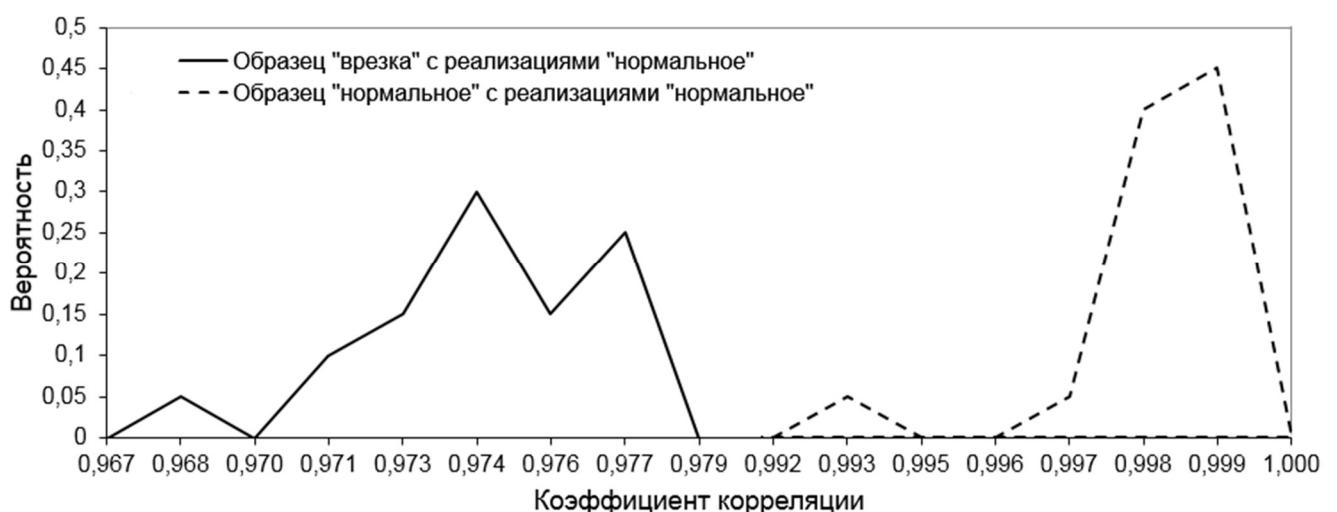


Рисунок 3.24 – Плотности распределения коэффициента корреляции. Выборка – 30 реализаций. Накопление – 45 импульсов

Пересечение гистограмм плотности распределения не прослеживается (рисунки 3.24, 3.25). С включением режима накопления сигнала (по 45 импульсов) ошибка первого рода отсутствует (против вероятности ошибки 0,25 без накопления). Ошибка второго рода при накоплении 45 импульсов также не фиксируется (против вероятности ошибки в 0,31 при отсутствии накопления).

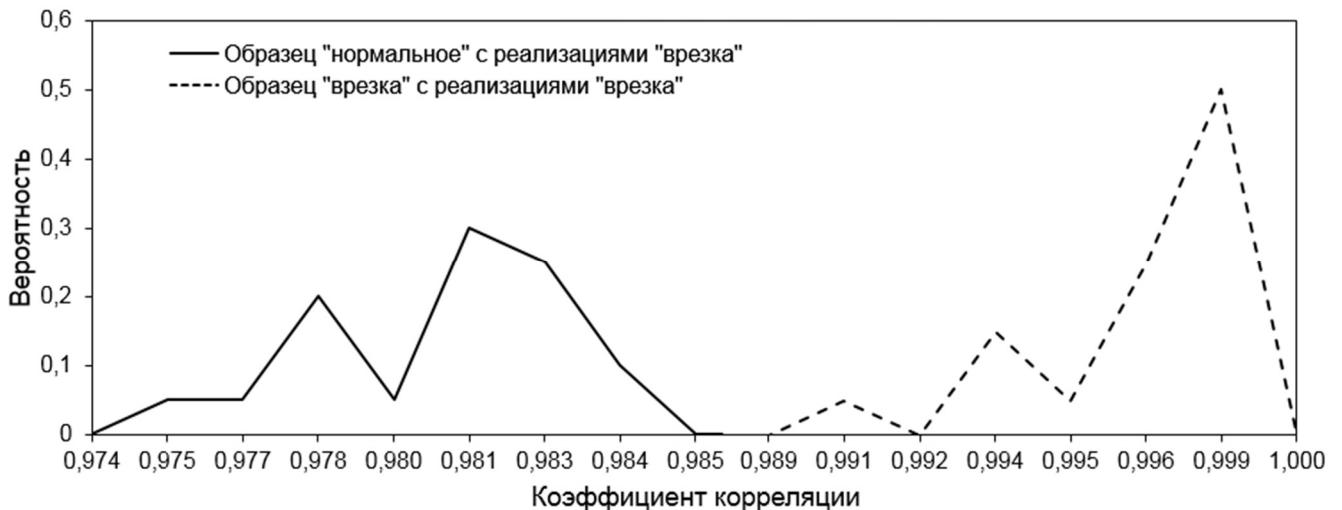


Рисунок 3.25 – Плотности распределения коэффициента корреляции.

Выборка – 30 реализаций. Накопление – 45 импульсов.

Для проведения экспериментов была выбрана труба диаметром 55мм и длиной 5 метров. Были выполнены эксперименты по имитации действий злоумышленника, которые заключались в раскапывании грунта и оголении поверхности трубопровода. Получены записи импульсов, переданных по трубе при различной степени (площади) оголения.

На рисунке 3.26 показан изменение коэффициента корреляции в зависимости от площади оголения (шурф). Значение коэффициента корреляции падает на 0,023 при появлении локальной неоднородности в виде раскапывания грунта с оголением 0,1% площади.

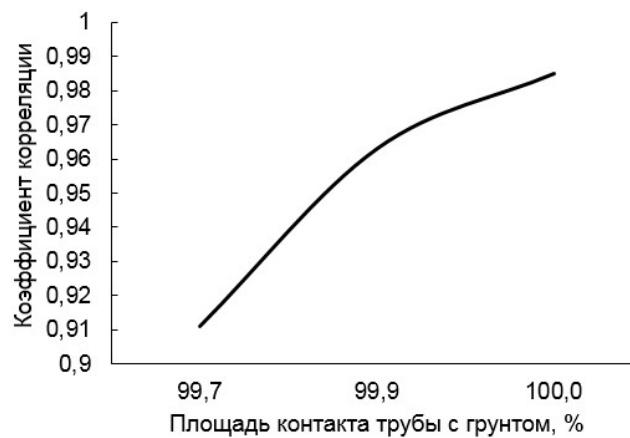


Рисунок 3.26 – Коэффициент корреляции образца сигнала «нормального» состояния с имитатором «подкоп»

Экспериментально было обнаружено, что наряду с коэффициентом корреляции одним из информативных признаков обнаружения отклонения состояния от нормы является энергия импульса (сумма квадратов амплитуд дискретизированных отсчетов), фиксируемая при работе алгоритма накопления сигнала. В данном исследовании использовались записи, полученные в ходе проведения экспериментов на действующем трубопроводе протяженностью 500м. Рассматриваемые состояния: «нормальное» и «имитация врезки». На рис. 3.28 изображено выделение энергии импульса на фоне шума в результате накопления сигнала в сравнении с исходным (рис. 3.27).

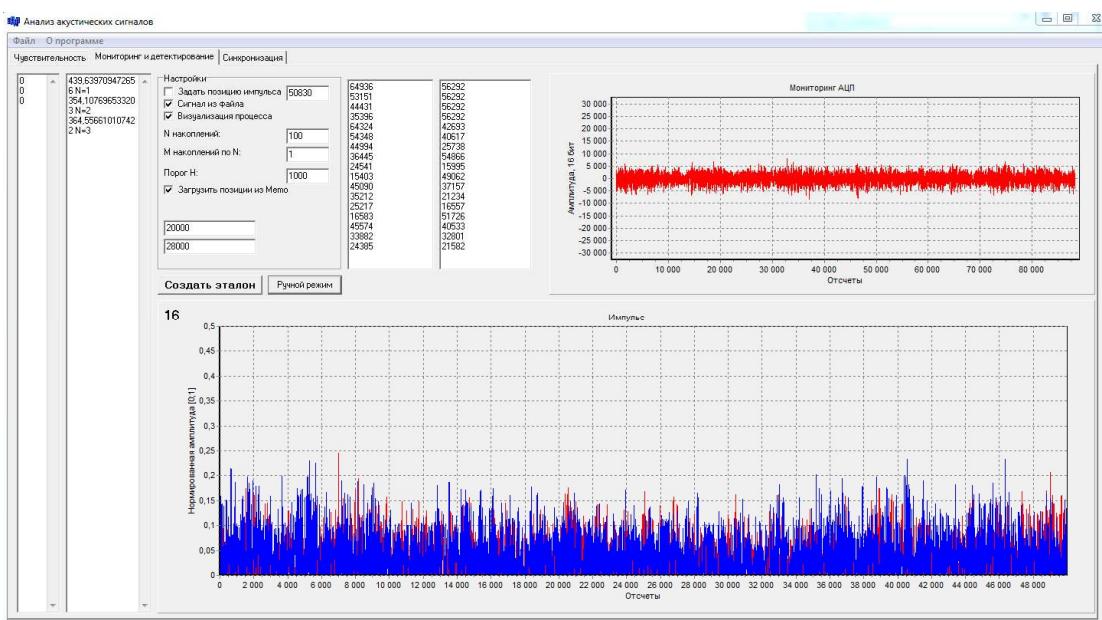


Рисунок 3.27 – Накопление отсутствует, $N=1$. Отношение сигнал/шум < 1

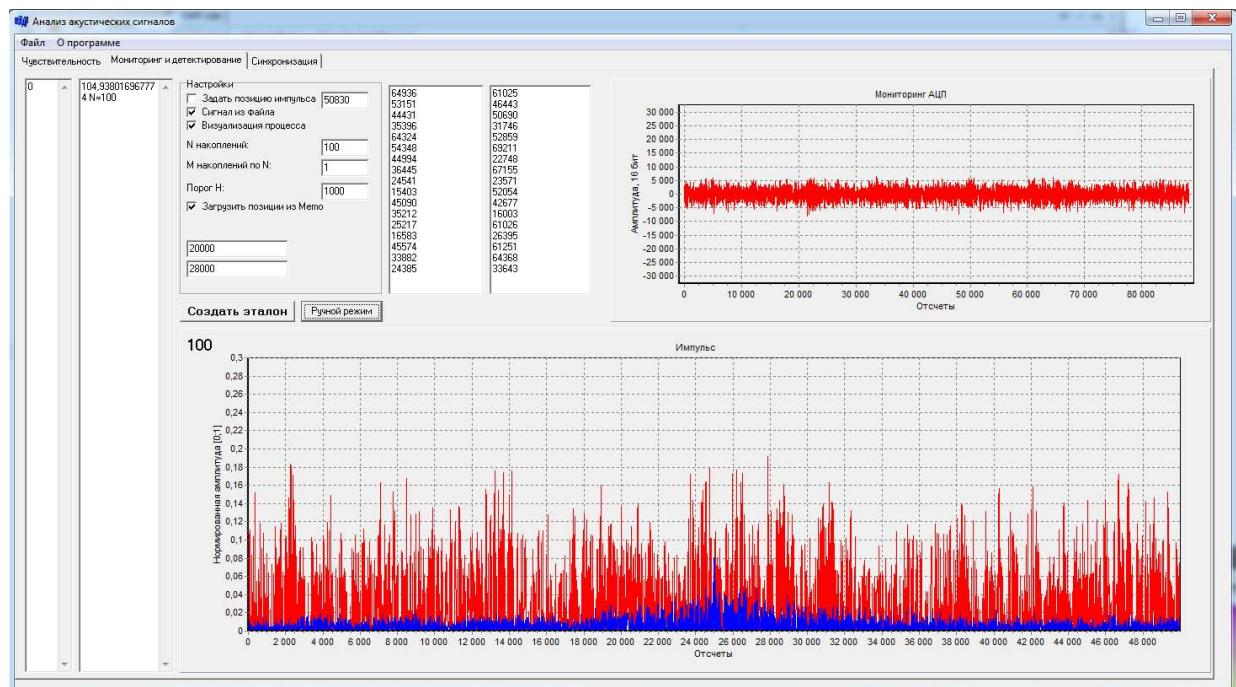


Рисунок 3.28 – Накопление сигнала, $N=100$. Синий график – накопленный сигнал. Красный – сигнал без накопления.

При накоплении ($N=100$) сигнал отчетливо выделяется (рис. 3.28).

На рисунках 3.29-3.32 изображены реализации, полученные на действующем трубопроводе для разных N накопленных импульсов.

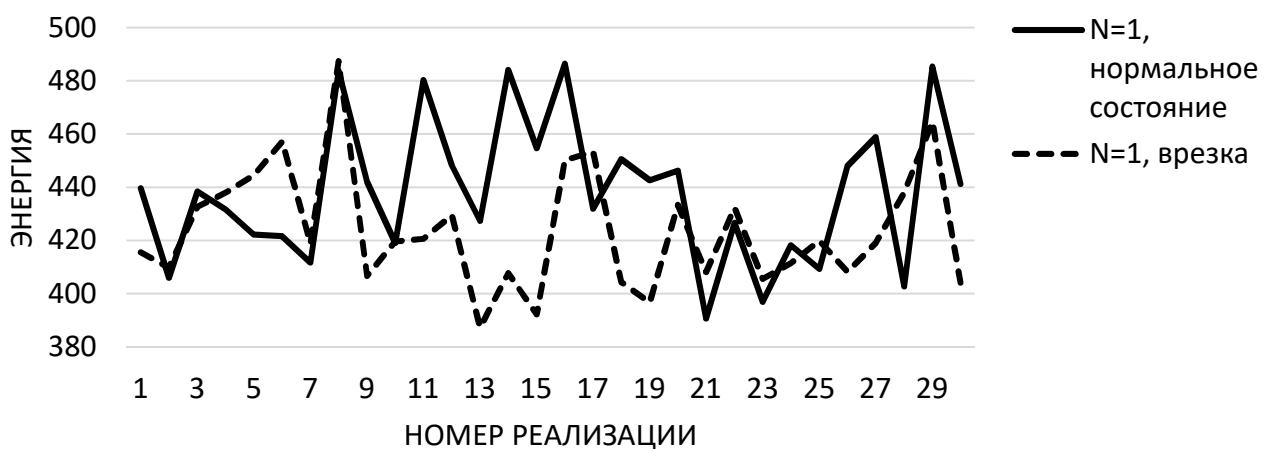


Рисунок 3.29 – Энергия импульсов, накопление отсутствует

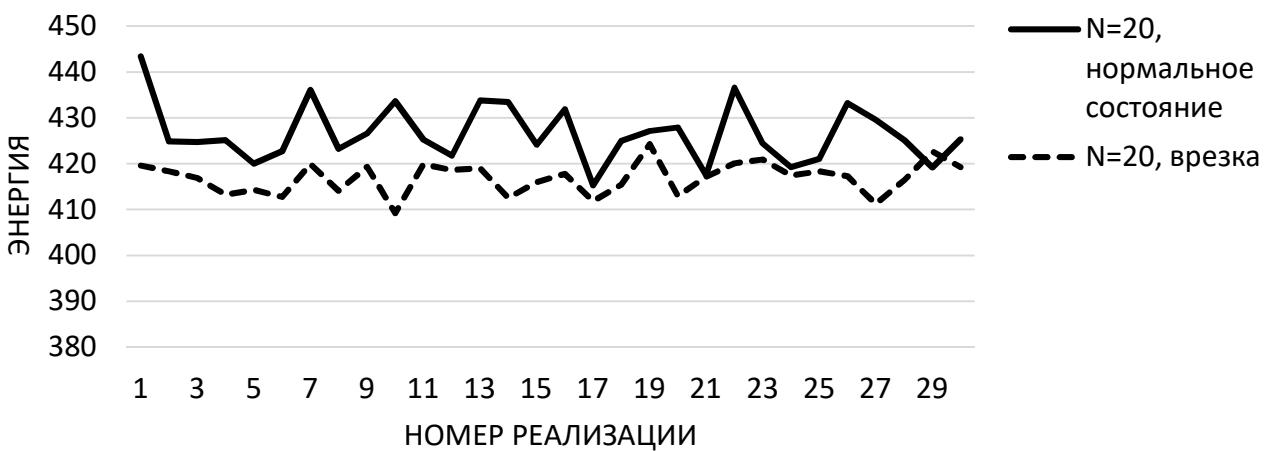


Рисунок 3.30 – Энергия импульсов, накопление 20 импульсов

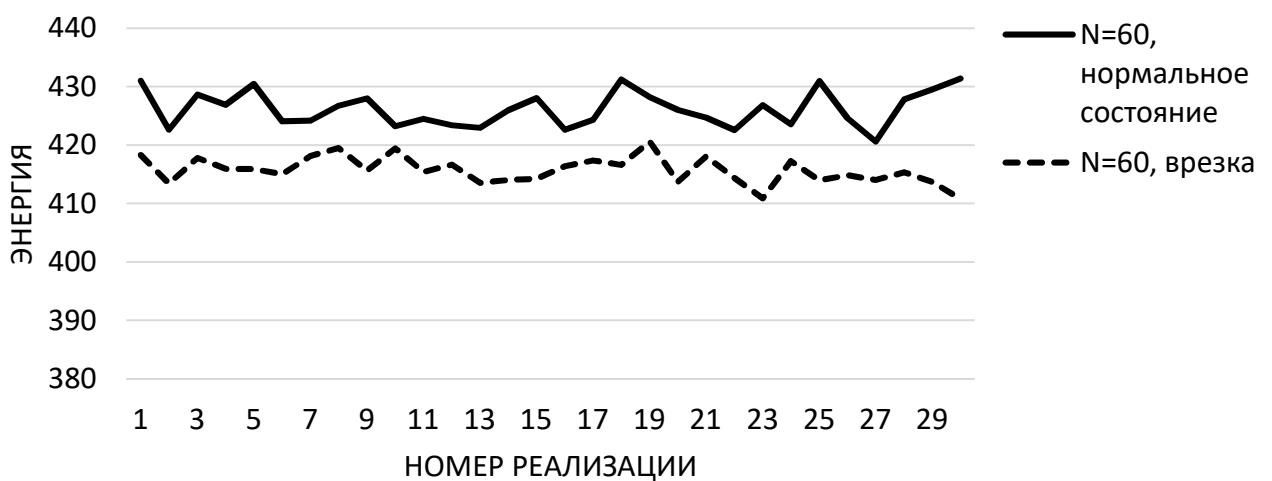


Рисунок 3.31 – Энергия импульсов, накопление 60 импульсов

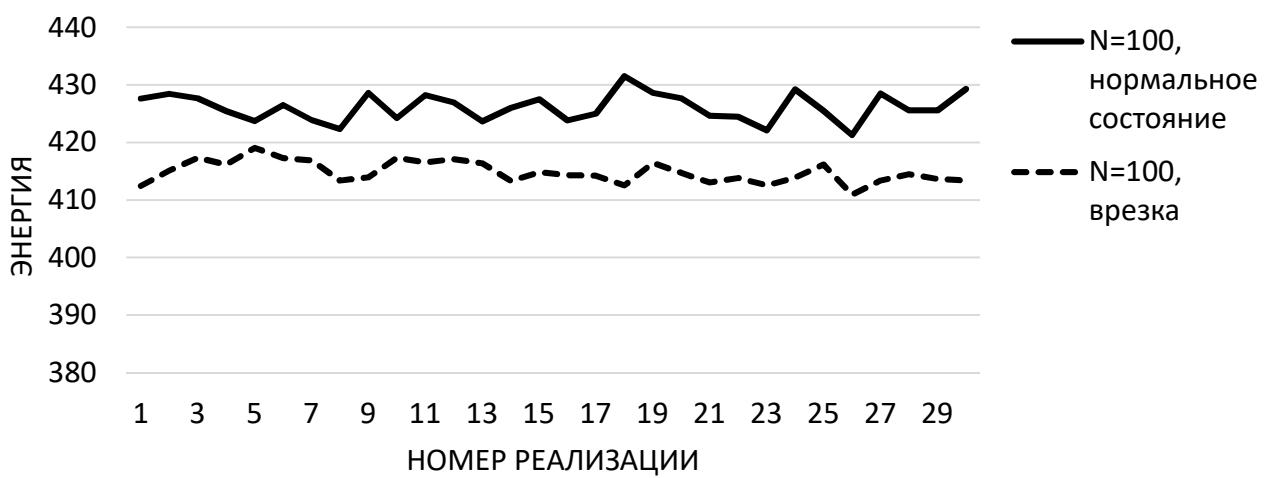


Рисунок 3.32 – Энергия импульсов, накопление 100 импульсов

При увеличении N снижается дисперсия энергии (рис. 3.33).

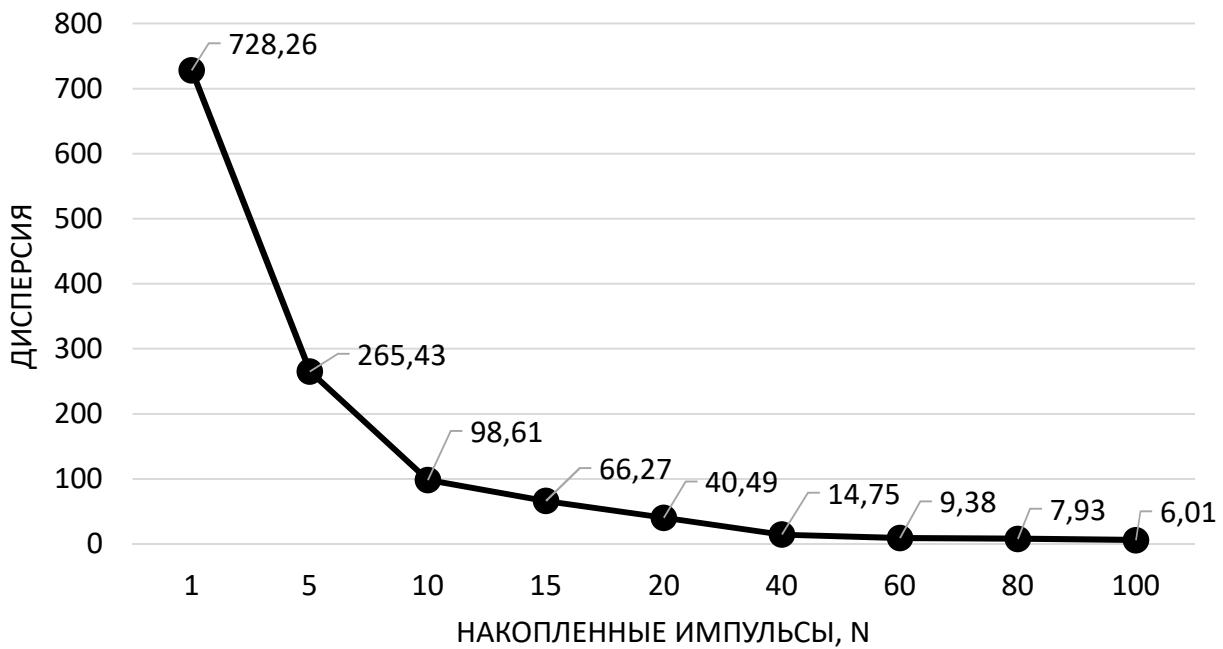


Рисунок 3.33 – Дисперсия энергии импульсов в зависимости от числа накоплений

Общее число задействованных импульсов в качестве выборки – 6000 (для обеспечения 100 накоплений по 30 раз для двух состояний «нормальное» и «врезка»). В качестве оценки ошибки распознавания использовалась площадь пересечения плотностей распределения вероятностей энергии накопленного сигнала [109]. Далее приведены плотности распределения вероятностей энергии накопленного импульса в зависимости от N и состояния на основе контрольных выборок (рис. 3.34-3.37).

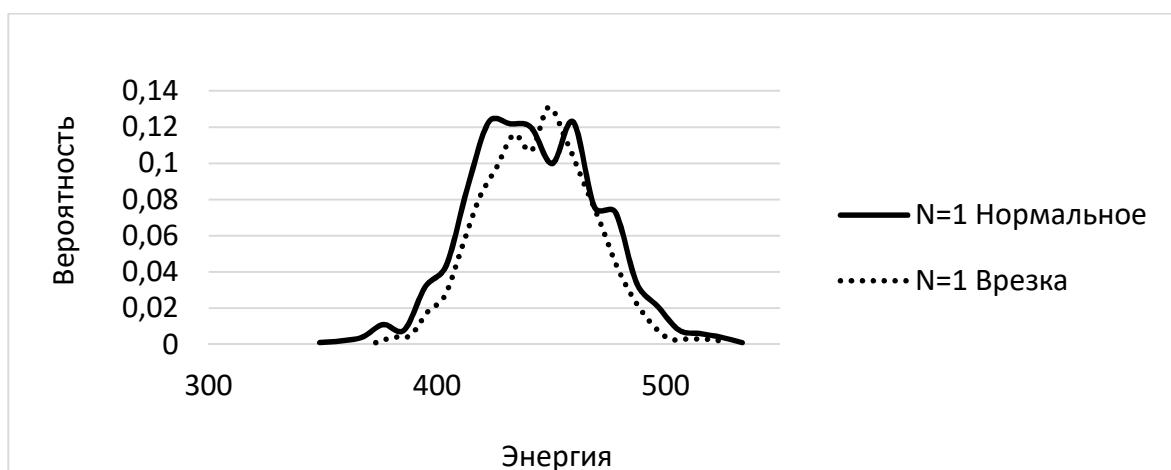


Рисунок 3.34 – Плотность распределения вероятностей энергии импульса, накопление отсутствует. Ошибка распознавания ~ 1

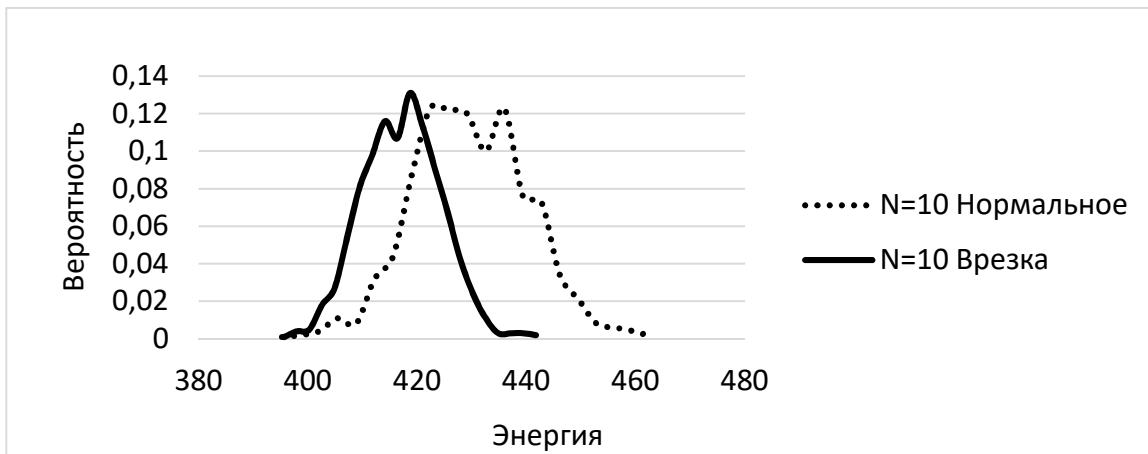


Рисунок 3.35 – Плотность распределения вероятностей энергии импульса, накопление 10 импульсов. Ошибка распознавания ~ 0.6

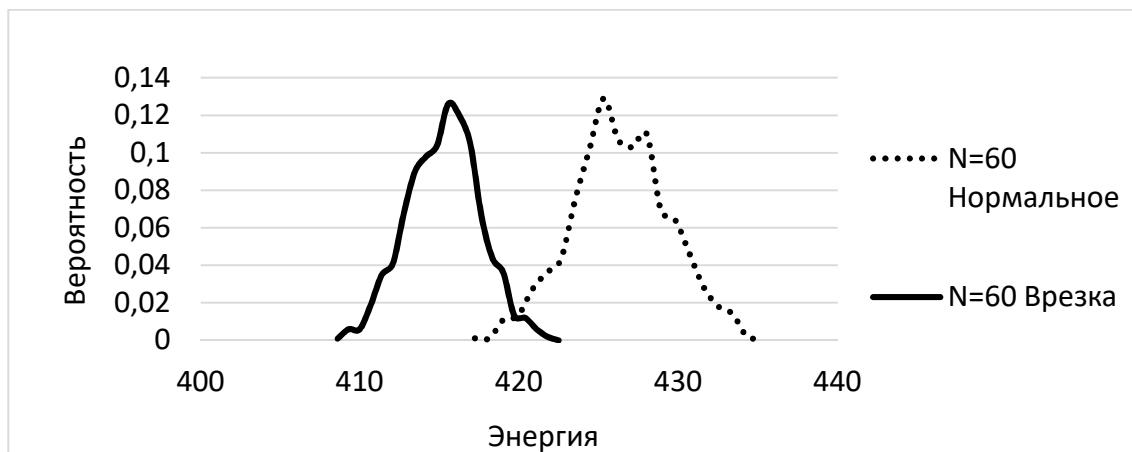


Рисунок 3.36 – Плотность распределения вероятностей энергии импульса, накопление 60 импульсов. Ошибка распознавания ~ 0.067

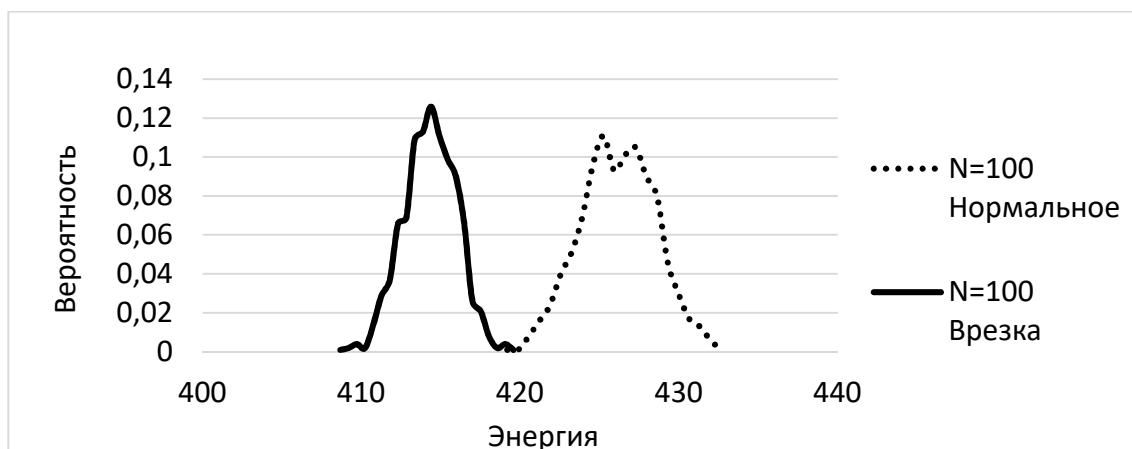


Рисунок 3.37 – Плотность распределения вероятностей энергии импульса, накопление 100 импульсов. Ошибка распознавания ~ 0.005

Таким образом, для достижения значения ошибки, равной 0.005 достаточно накопить 100 импульсов. Зависимость вероятностей ошибок первого и второго рода от числа накопленных импульсов отражена на рис. 3.38.

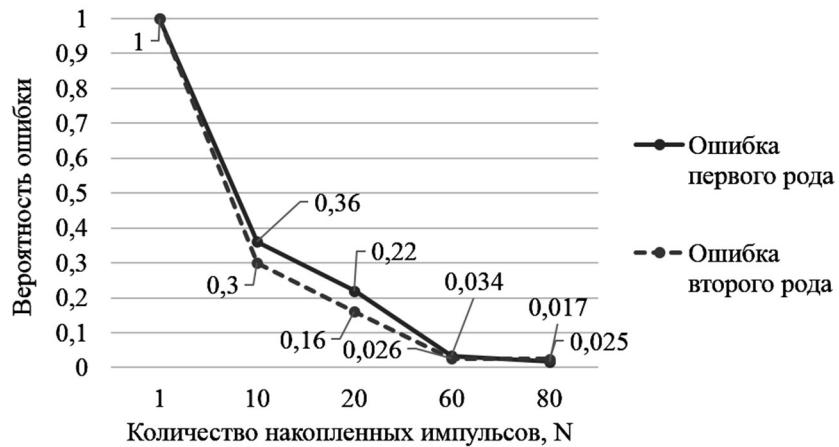


Рисунок 3.38 – Вероятность ошибки обнаружения в зависимости от N

В заключение оценим требуемое число накоплений сигнала для обнаружения зондирующих импульсов на расстоянии L с частичным заглублением. Эксперимент проведен на участке трассы с локальным доступом к трубопроводу в трех точках. Расстояние между точками равнялось 30, 85 и 125 м от генератора импульсов. В этих точках производилась регистрация сигналов с трубы. Схема экспериментального участка и его фото изображены на рис 3.39.

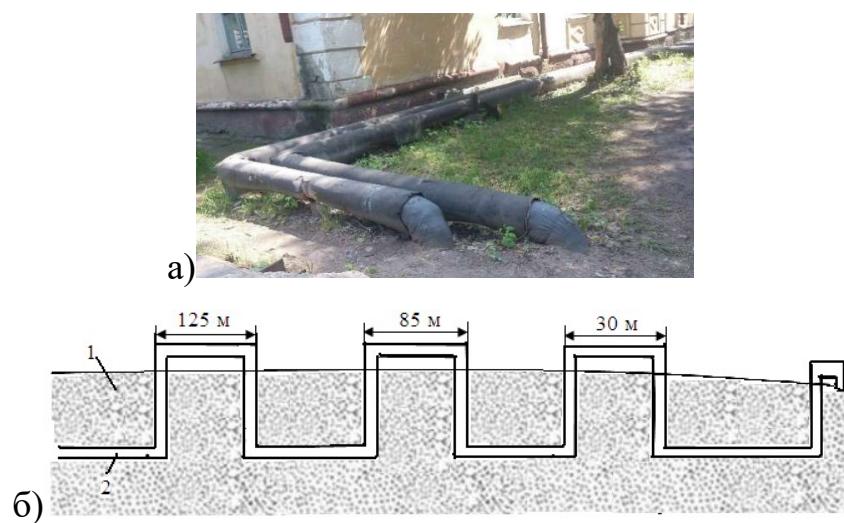


Рисунок 3.39 – Схема экспериментального участка: а) фотоизображение одного из его фрагментов на поверхности грунта, б) – геометрические соотношения трубопровода: 1 – грунт, 2 – трубопровод

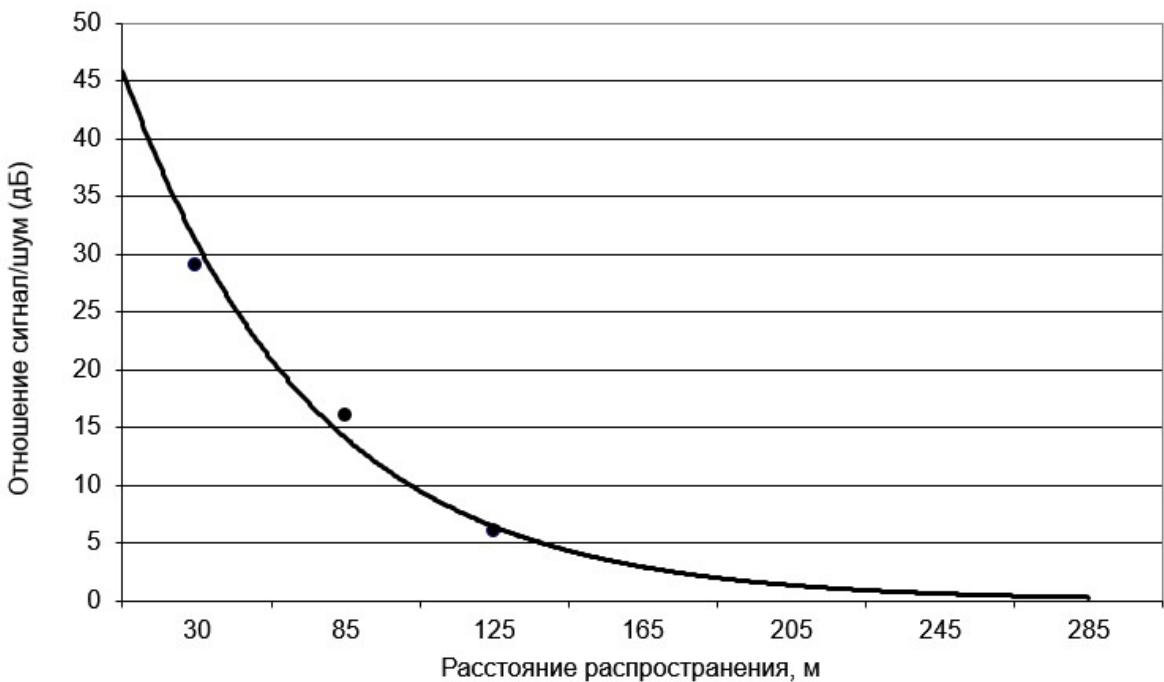


Рисунок 3.40 – Отношение сигнал/шум при регистрации сигналов в точках измерения 30 м, 85 м и 125 м от генератора на заглубленной трубе с энергией удара 0,06 Дж

В эксперименте использовался маломощный генератор (энергия удара 0,043 Дж). Этого значения энергии удара было достаточно, чтобы обеспечить отношение сигнал/шум на расстоянии 125 м, равном $SNR = 6$ (рис. 3.40). В соответствии с приведенной кривой на расстоянии 300 м амплитуда переданного сигнала сравнивается с среднеквадратическим отклонением шума. Применением когерентного накопления можно увеличивать данную дистанцию, повышая SNR .

3.5 Выводы

1. Разработан активный помехоустойчивый виброакустический способ контроля состояния магистрального трубопровода, основанный на последовательном накоплении генерируемых в трубопроводе импульсов упругих колебаний и сравнении полученного накопленного сигнала с хранящимся в базе данных, соответствующим состоянию трубопровода без нарушений.

2. Проведено математическое моделирование функционирования разработанного способа в условиях значительного зашумления полезного сигнала помехой, соответствующей реальным условиям эксплуатации трубопровода.

3. Получены доверительные интервалы коэффициента корреляции при доверительной вероятности 0,99, свидетельствующие о возможности определения нарушений («врезка», «шурф») при достижении числа накапливаемых импульсов, равного 20. На основании данных результатов сделан вывод о потенциально высокой эффективности применения активного виброакустического способа для контроля состояния магистральных трубопроводов.

4. Получены вероятности ошибок первого и второго рода в зависимости от числа накапливаемых импульсов при обнаружении нарушений разработанным способом.

4 ОЦЕНКА ЗАТУХАНИЯ РАСПРОСТРАНЯЮЩИХСЯ ПО ТРУБОПРОВОДУ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ

4.1 Постановка задачи описания распространения упругих волн в волноводах

По условиям решаемой задачи необходимо обеспечить максимально возможное разнесение генератора сигналов от приемника. Поэтому переход к использованию низкочастотного диапазона упругих колебаний (0-10кГц) диктуется экономическими причинами. Идея зондирования трубопровода для оценки его состояния и состояния окружающей его среды имеет перспективу воплощения на практике.

Учитывая жесткие ограничения на проведение каких-либо работ на действующих трубопроводах, получить необходимую информацию о взаимодействии распространяющихся по трубе упругих колебаний с указанными локальными включениями в грунте возможно только на испытательном стенде (для некоторых частных случаев удалось получить данные на реальных объектах). С учетом этого обстоятельства необходимо сформировать программу исследований для получения требуемых результатов, модели для изучения интересующих явлений при распространении зондирующих сигналов в заглубленных трубопроводах и провести обработку зарегистрированных данных для получения эмпирических зависимостей, отражающих закономерности изменения параметров сигналов при наличии локальных изменений в окружающей объект среде.

Картина распространения упругих волн в трубопроводах сложна и определяется геометрическими параметрами его образующих границ, способом возбуждения упругих колебаний, физическими параметрами слоев.

Реальные объекты – трубы с различными сочленениями: расширениями, камерами, отводными каналами и т.д. Общая теория распространения волн в таких объектах сложна, присутствующие в получаемых выражениях коэффициенты

известны с большими погрешностями. Поэтому на практике распространен вариант построения эмпирических зависимостей для конкретного интересующего объекта.

Подобные работы проводились неоднократно. Методом пространственно-временной селекции импульсных сигналов были выделены волна Лэмба и объемная продольная волна [94]. Показано, что основной вклад в энергию принимаемых сигналов вносит поверхностная волна Лэмба (регистрируются на поверхности трубопровода). Установлено, что при заполнении трубы водой наблюдалось резкое изменение амплитуды выделенных волн. Сделан вывод о перераспределении энергии акустического сигнала по пространственному спектру и при возбуждении в трубе других типов волн.

Измерение скоростей волн на реальных нефтепроводах подтвердило справедливость формулы Кортевега, описывающей скорость звука в жидкостных волноводах с податливыми стенками. Поскольку длины волн используемых сигналов меньше диаметра трубопровода, не исключено возбуждение в трубе высших мод. Экспериментальные работы, подтверждающие высказанное предположение, обнаружены не были.

Наиболее полные экспериментальные исследования поглощения упругих колебаний при распространении по трубам, проложенным в грунте, приведены в работе [110]. Полученные результаты дали основание автору сделать вывод, что с увеличением расстояния от места возбуждения акустического сигнала до точки его регистрации коэффициент затухания распространяющегося возмущения уменьшается. Сохраняется неясность в объяснении этого эффекта: либо он проявляется за счет передаточной характеристики тракта, подавляющей колебания высоких частот, либо сказывается «точечность» возбуждения сигнала, обуславливающая формирование акустического поля в ближней зоне. Сделан также вывод, что наведенные в трубе колебания, обусловленные флюктуациями перемещения перекачиваемой жидкости при скоростях 0,5-2 м/с, характеризуются спектральной плотностью до 20 кГц. Показано, что переизлучение распространяющихся по трубе колебаний в окружающей грунт, зависит от структуры скелета грунта, соотношения воздушной и водной фазы.

Можно сделать вывод, что полученный результат согласуется с теоретическим: затухание колебаний происходит по экспоненциальному закону. Для различных однородных сред коэффициенты затухания различается значительно. На частоте 2,5 МГц для воды $\alpha = 0,004 \text{ м}^{-1}$, для стали – (1-8) м^{-1} , воздуха – 280 м^{-1} , органического стекла (модель изоляции) – 58 м^{-1} .

В [111] утверждается, что коэффициент поглощения зависит от типа перекачиваемой жидкости, параметров окружающего грунта, геометрических размеров трубопровода. Этим же вопросам посвящена работа [112]. Сделана попытка обобщить известные результаты по расчету коэффициента поглощения упругих колебаний в заглубленном трубопроводе. Однако предлагаемые оценки значительно отличаются от экспериментальных данных.

На действующем подземном магистральном трубопроводе диаметром 1220 мм проведены эксперименты по оценке конфигурации акустического поля, формируемого от точечного источника акустической эмиссии в ближней от него зоне (~12 м) [111]. По результатам анализа полученных результатов высказано предположение, что большая часть мощности возбужденного в трубе импульса переносится упругими волнами не по металлу, а по жидкой среде. Учитывая разницу скоростей этих волн в металле (5200 м/с в стали 09Г2С) и нефти (1350 м/с) принята гипотеза о регистрации комбинации волн в удаленных точках трубопровода, распространяющихся как по металлу, так и по жидкости. Поэтому на небольших расстояниях амплитуда регистрируемого сигнала будет зависеть от многих факторов, включая отношение h/D , где h – толщина стенки, D – диаметр трубопровода.

В целом сохраняется точка зрения, что сигналы, распространяющиеся по стенкам трубы, быстро затухают, сигналы, распространяющиеся по жидкости, создают в стенке трубопровода изгибные колебания. Они и обнаруживаются с наружной стороны трубы на больших расстояниях в силу меньшего затухания звука в жидкости, чем в стали. В литературе приводятся цифры

о переходе порядка 7% энергии упругой волны из нефти в сталь и 12% – из воды в сталь.

Полный коэффициент затухания волн при распространении по заглубленному трубопроводу предложено оценивать по трем составляющим [110] $\alpha = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3$, где α_1 - коэффициент поглощения волн в жидкости, α_2 - коэффициент ослабления волн в стенке трубы, α_3 – коэффициент ослабления потока энергии волны из-за перехода ее во внешнюю среду. Получены ориентировочные оценки этих коэффициентов: $\alpha_1 = 4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^{-1}$ ($34,8 \cdot 10^{-5} \text{ дБ/м}$), $\alpha_2 = 0,144 \text{ м}^{-1}$ ($1,25 \text{ дБ/м}$) для трубы радиусом 0,6м, и $\alpha_2 = 0,013 \text{ м}^{-1}$ ($0,11 \text{ дБ/м}$ для радиуса трубы 0,25м). Что касается составляющей α_3 , ее значение сильно зависит от водонасыщенности окружающего грунта. Если наружная стенка трубопровода граничит с воздухом, то $\alpha_3 = 0,138 \text{ м}^{-1}$ ($1,21 \text{ дБ/м}$) при радиусе трубы 0,6м. Чем плотнее прилегающий грунт, тем больше коэффициент α_3 .

Отсутствие данных по зависимости затухания от частоты ограничивают ценность полученных сведений. В данной работе поставлена задача эмпирически определить характер затухания упругих волн в трубопроводе и создать модель затухания сигнала на основе полнофакторного эксперимента.

4.2 Распространение упругих колебаний в наземном трубопроводе

Целесообразно прежде всего убедиться в возможности передачи виброакустического сигнала по трубопроводу на расстояние, превышающее дистанцию контроля трубопровода пассивными виброакустическими системами. С этой целью проведен «разведочный эксперимент» по оценке изменения параметров «прозванивающих» сигналов при распространении по действующему наземному трубопроводу. Также необходимо оценить характер затухания сигнала в частотном диапазоне в зависимости от расстояния.

Трубопроводная система, на которой проводились эксперименты, изображена на рисунке 4.1. Изоляция трубы – стекловата, диаметр – 400 мм, перекачиваемая жидкость – вода.

Для оценки затухания сигналов при распространении по действующему трубопроводу на исследуемом объекте установлены два датчика на расстоянии 200 м и 450 м от генератора импульсов. Операция вычитания амплитудных спектров сигналов, зарегистрированных на этих расстояниях, позволяет определить степень затухания возбужденных в трубопроводе колебаний в зависимости от частоты.



Рисунок 4.1 – Изображение трубы с перекачиваемой жидкостью,
на которой проведены эксперименты

Получение спектра сигнала и шума проведем с окном быстрого преобразования Фурье в 1024 отсчета (шаг сетки частот равен $\frac{44100}{1024} = 43$ Гц).

Результат спектрального анализа импульса приведен на рисунке 4.2 (после прохождения импульсом расстояния 200м) и на рисунке 4.3 (после прохождения импульсом расстояния 450м).

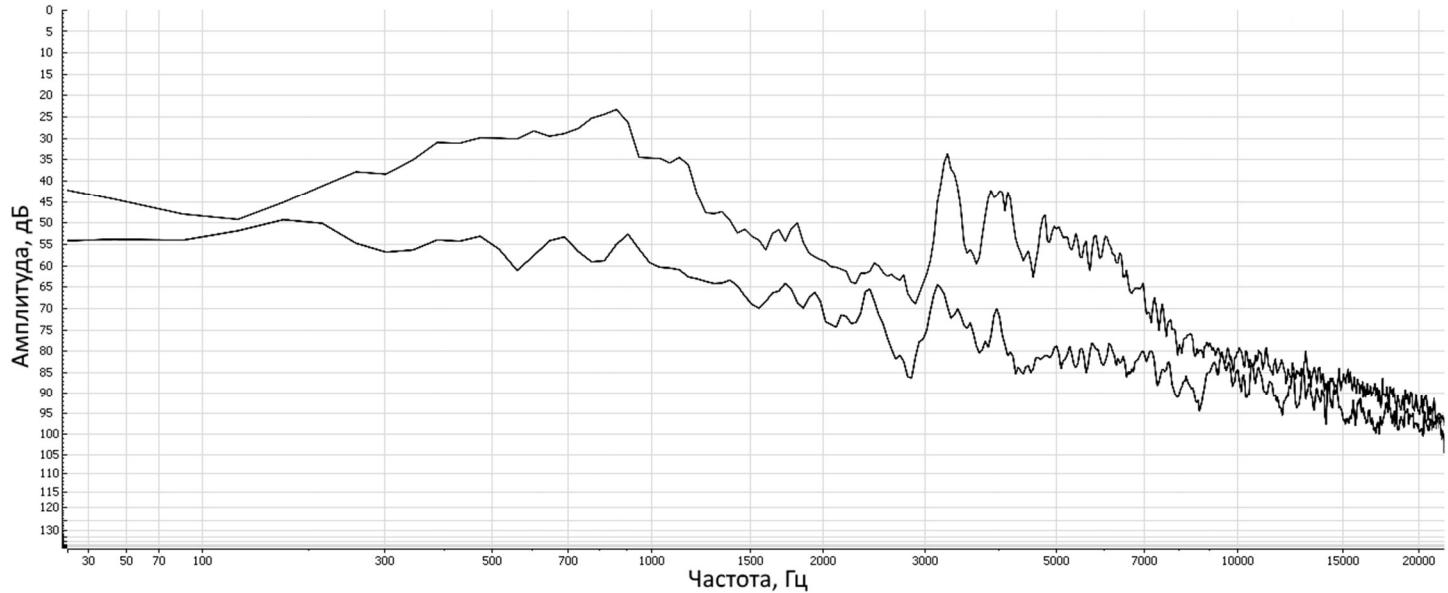


Рисунок 4.2 – Амплитудный спектр шума (1) и сигнала (2).

Расстояние 200м от источника импульсов

Анализ кривых спектра проведем для сигналов в точке на расстоянии 450 м от генератора.

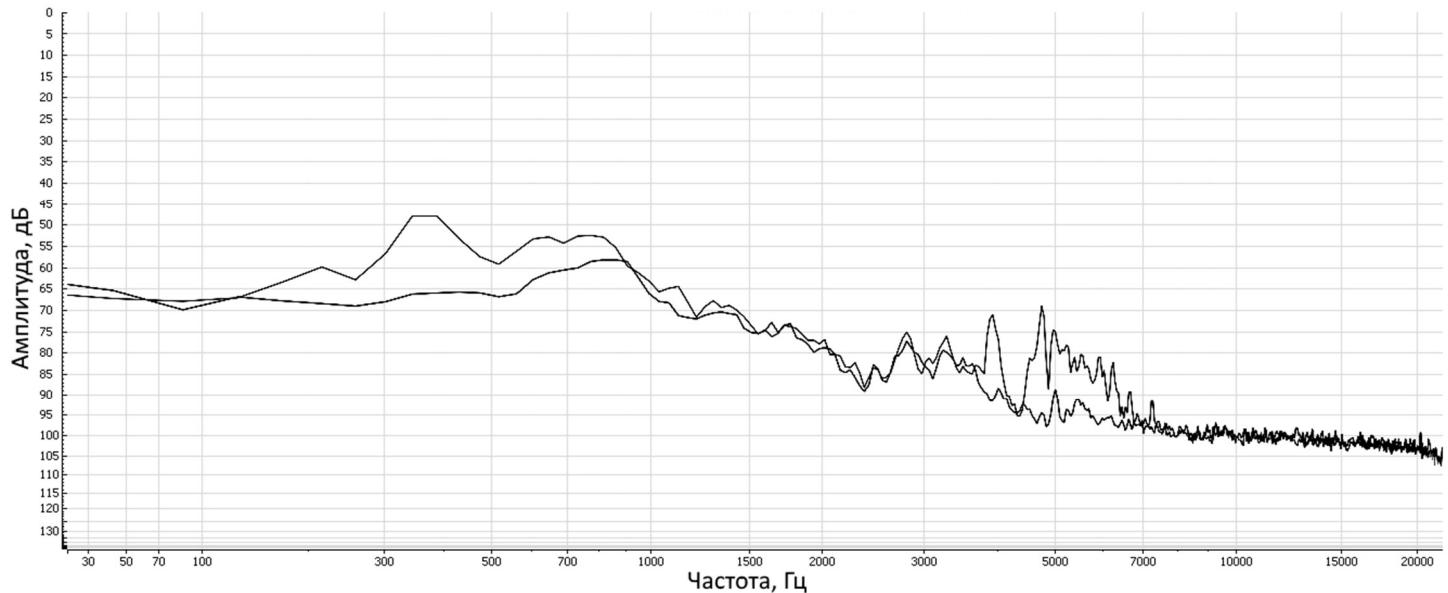


Рисунок 4.3 – Амплитудный спектр шума (1) и сигнала с шумом (2).

Расстояние 450м от источника импульсов

На расстоянии 450 м от генератора спектр сигнала выделяется на фоне шума в областях 200-900 Гц и 2800-6000 Гц (рисунок 4.3). Выберем четыре частоты

(этого достаточно для построения кривой затухания) из данных областей: 226 Гц, 370 Гц, 824 Гц, 3883 Гц (выраженные пики).

На рисунке 4.4 изображены исследуемые частоты на 4-х реализациях в двух точках при различном удалении от генератора импульсов. Дисперсия, вызванная флюктуацией амплитуды при генерации импульсов, а также шумовой составляющей воды в трубе и внешними факторами невелика, это подтверждают графики, достаточно близко прилегающие друг к другу. Максимальное среднеквадратичное отклонение из выборки в 4 импульса для всех четырех областей частот оказалось равным 2 дБ.

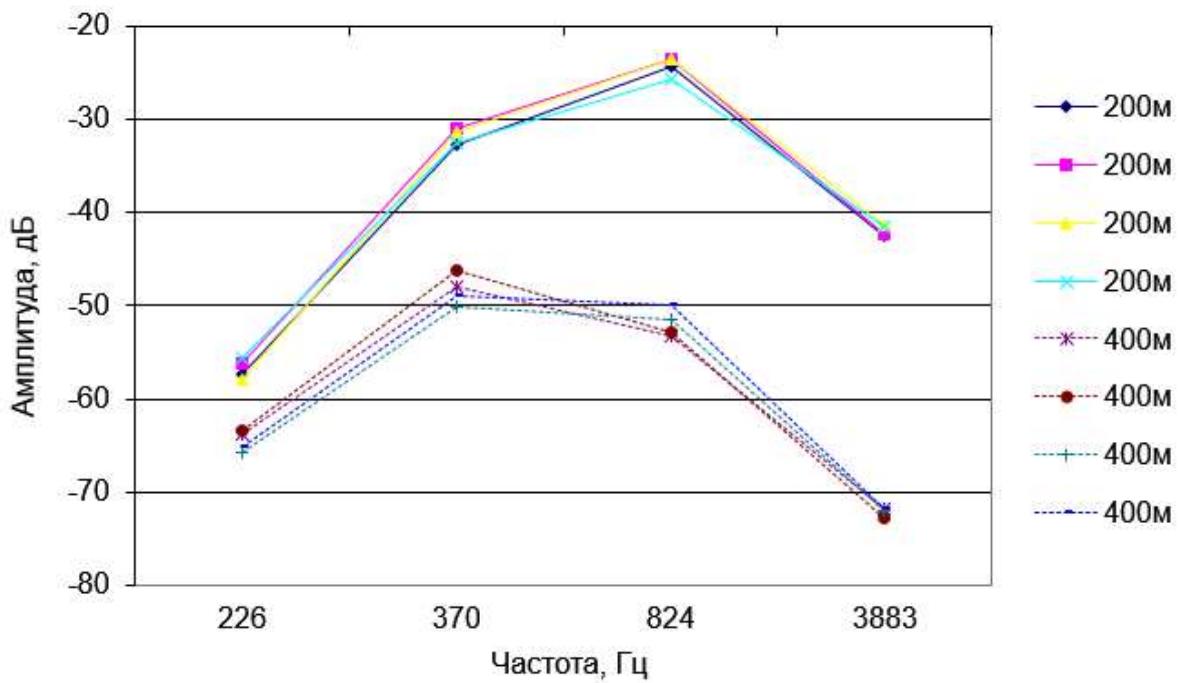


Рисунок 4.4 – Амплитуда частот импульсов на расстоянии 200 м и 450 м

Построены кривые, характеризующие средние значения Mx для двух точек (200 м и 450 м), на рисунке 4.5.

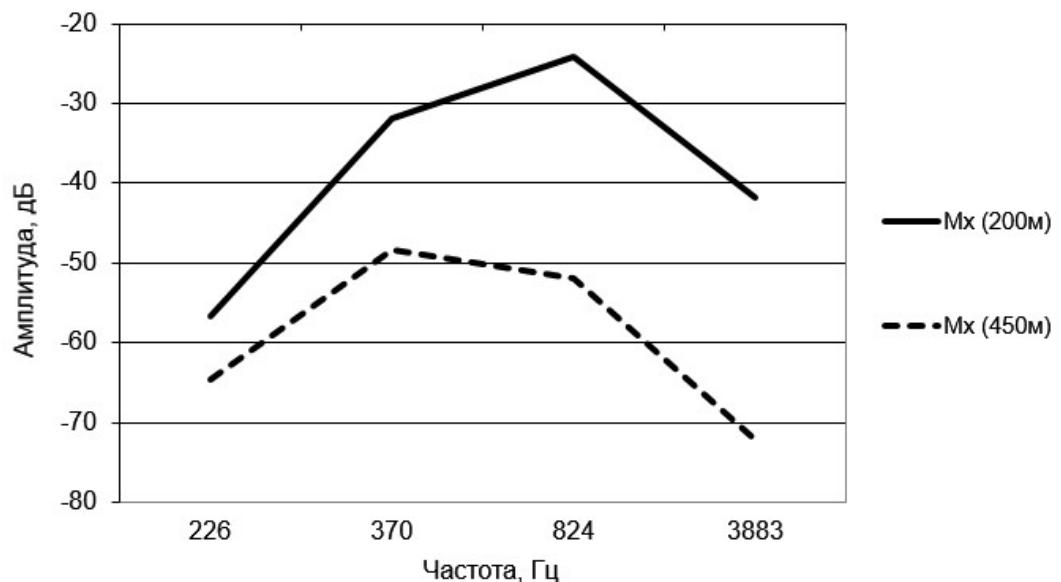


Рисунок 4.5 – Усредненная амплитуда частот сигнала на расстоянии 200 м и 450 м

Графики на рисунке 4.5 отражают закономерность затухания акустических волн, согласно которой с ростом частоты и расстояния передачи сигнала их амплитуда уменьшается.

Построен итоговый график затухания, вычитая амплитуды исследуемых частот на расстоянии 200 м и 450 м (рисунок 4.6).

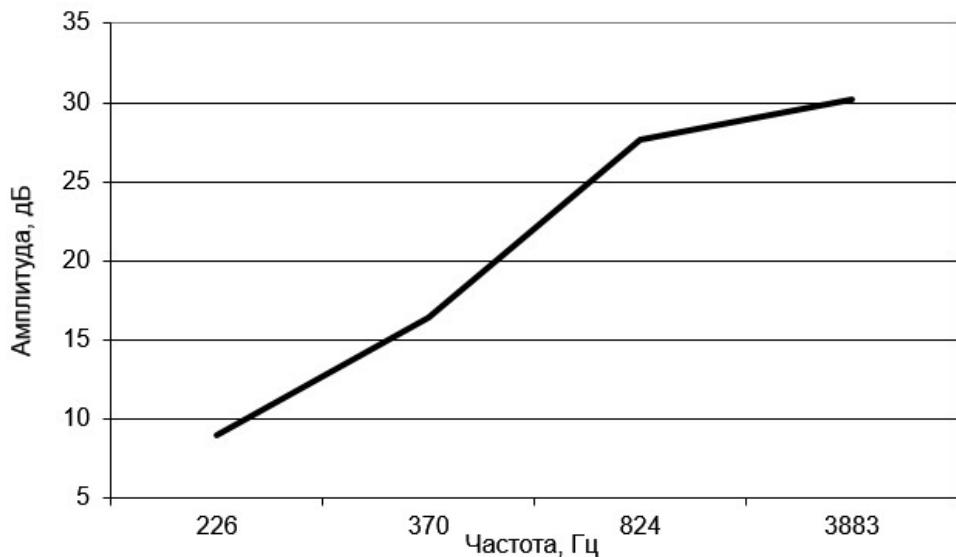


Рисунок 4.6 – Затухание импульса при прохождении расстояния 250 м по действующему трубопроводу (диаметр 400 мм)

Расширим частотный диапазон и проанализируем затухание еще нескольких частот: 4748 Гц, 5920 Гц, 6245 Гц.

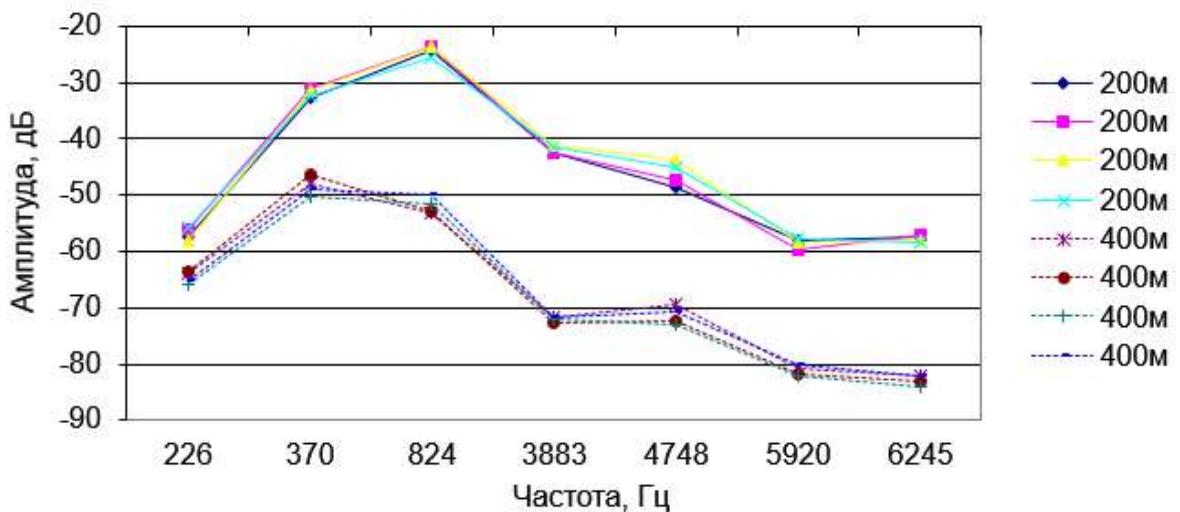


Рисунок 4.7 – Амплитуда частот импульсов на расстоянии 200 м и 450 м

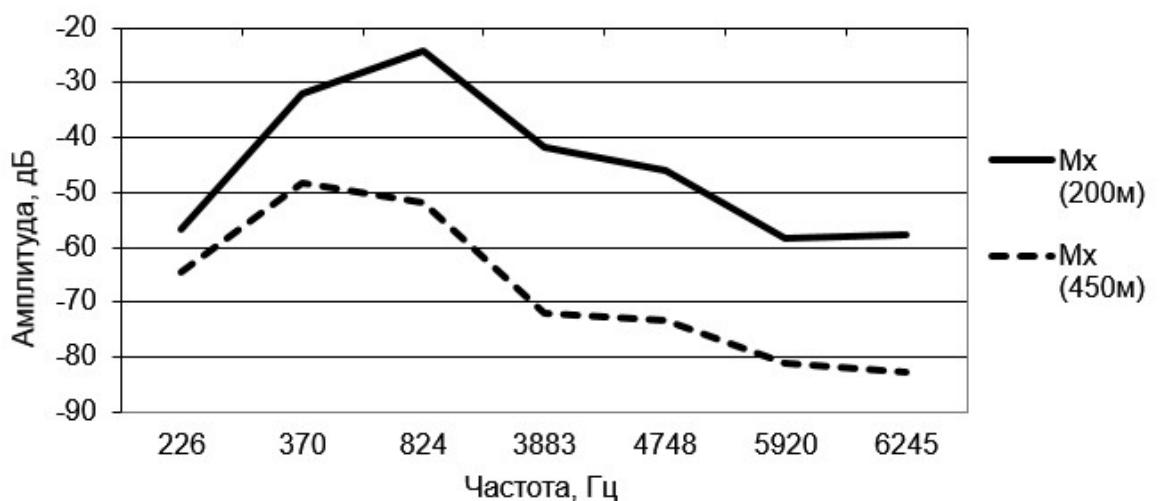


Рисунок 4.8 – Усредненные значения амплитуд частот импульсов на расстоянии 200м и 450м

По результатам проведенных экспериментов сделан вывод о том, что затухание сигнала, распространяющегося по наземному трубопроводу усиливается с повышением частоты, что согласуется с теоретическими основами распространения упругих колебаний. Показана возможность передачи сигнала на расстояние 400м при использовании генератора упругих колебаний со значительным запасом по энергии импульса, создаваемого генератором без последствий на деформацию трубы.

4.3 Регрессионная модель затухания упругих колебаний заглубленного трубопровода

Для оценки затухания сигнала в заглубленном действующем трубопроводе и влияния грунта на изменение спектральной характеристики был проведен эксперимент на действующем трубопроводе, его характеризует рис. 4.9.

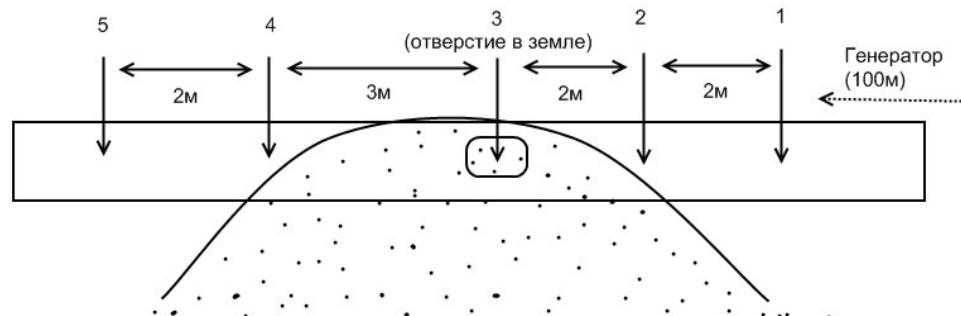


Рисунок 4.9 – Эксперимент по выявлению характера влияния грунта на параметры распространяющегося сигнала

Наземный трубопровод проходил через земляную насыпь протяженностью 5 м. В пяти точках трубы устанавливались приемники, один из которых фиксировался на удалении 15 см от края насыпи в выкопанной нише (рисунок 4.10). Генератор акустических импульсов устанавливался на расстоянии 100 м от места регистрации сигналов. Выбор пяти измерительных точек обусловлен следующими причинами.



Рисунок 4.10 – Шурф глубиной 15 см с установленным внутри датчиком

Серии импульсов до земляной насыпи в точках 1 и 2 необходимы для оценки изменений сигнала на единичном интервале вблизи насыпи. Аналогичная задача преследуется при анализе импульсов в точках 4 и 5. Сигналы в точках 2, 3, 4 позволяют оценить влияние маскирующего грунта на параметры акустических возмущений при их распространении по трубопроводу. Вид регистрируемых в точках 1 и 2 сигналов показан на рисунке 4.11. Значительных отличий в формах этих сигналов не наблюдается. Такое же заключение следует из анализа их спектров, представленных на рисунке 4.12.

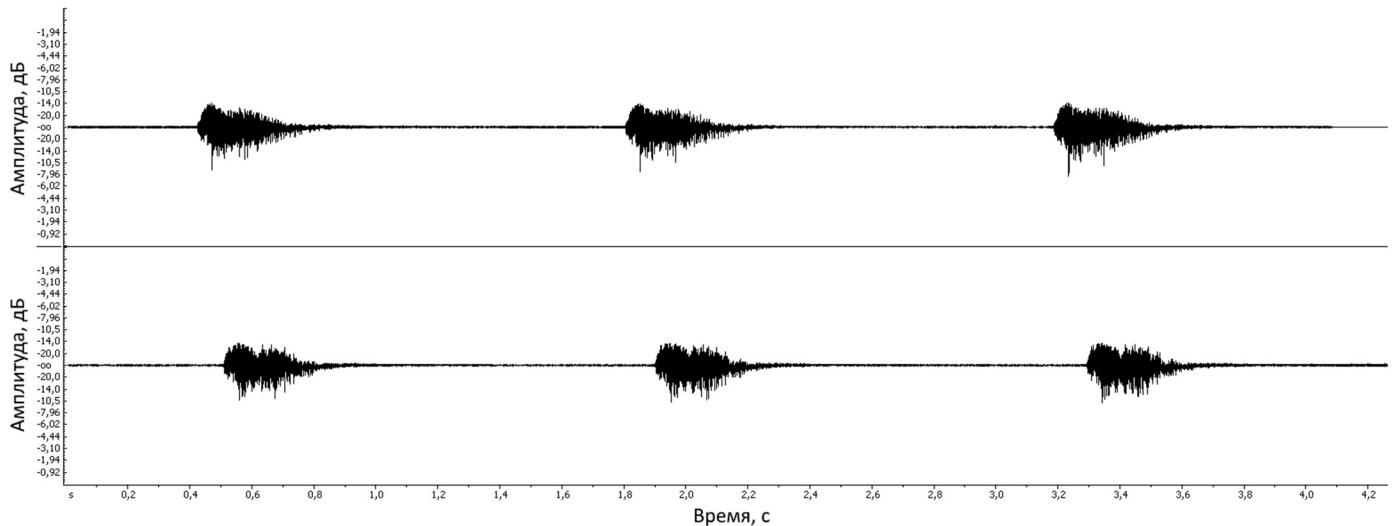


Рисунок 4.11 – Форма импульсов в точках 1 и 2

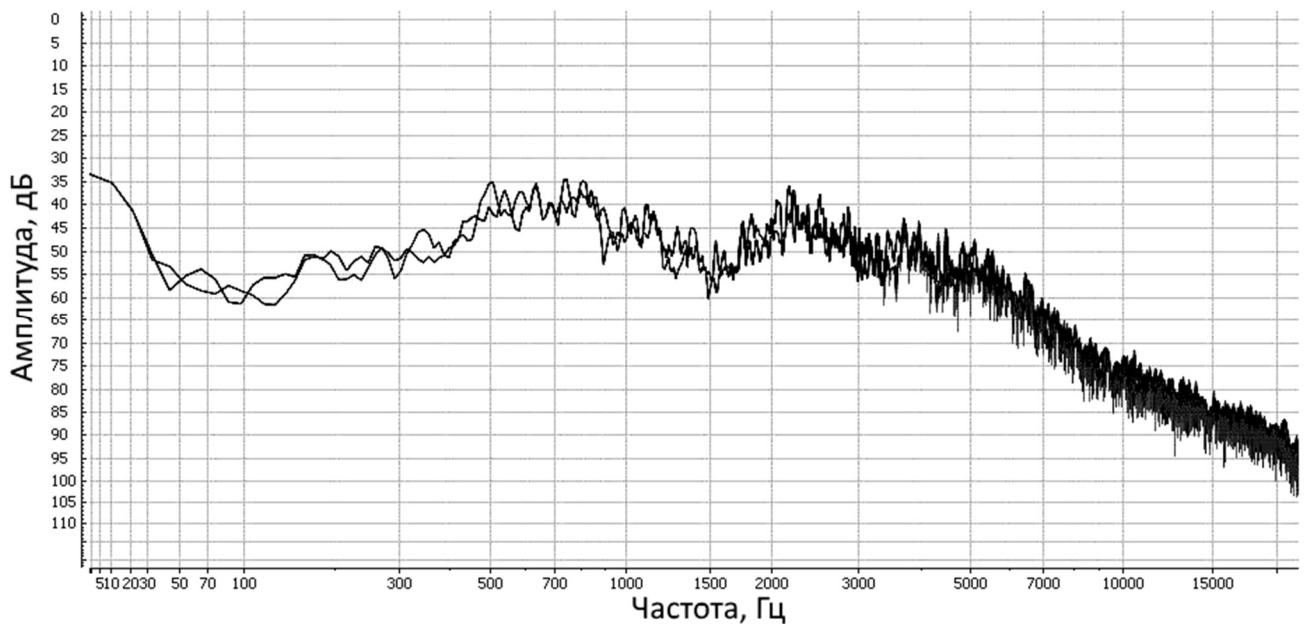


Рисунок 4.12 – Кривые амплитудно-частотного спектра сигналов в точках 1 и 2

Незначительные отличия в амплитудных спектрах двух сигналов можно объяснить различием реализации шумов в разные моменты времени (напомним, что нами принята аддитивная модель «сигнал плюс шум» в каждой точке трубопровода).

Иное решение следует вынести при сравнении сигналов, регистрируемых в точках 1,3, и их спектров (рис 4.13, 4.14).

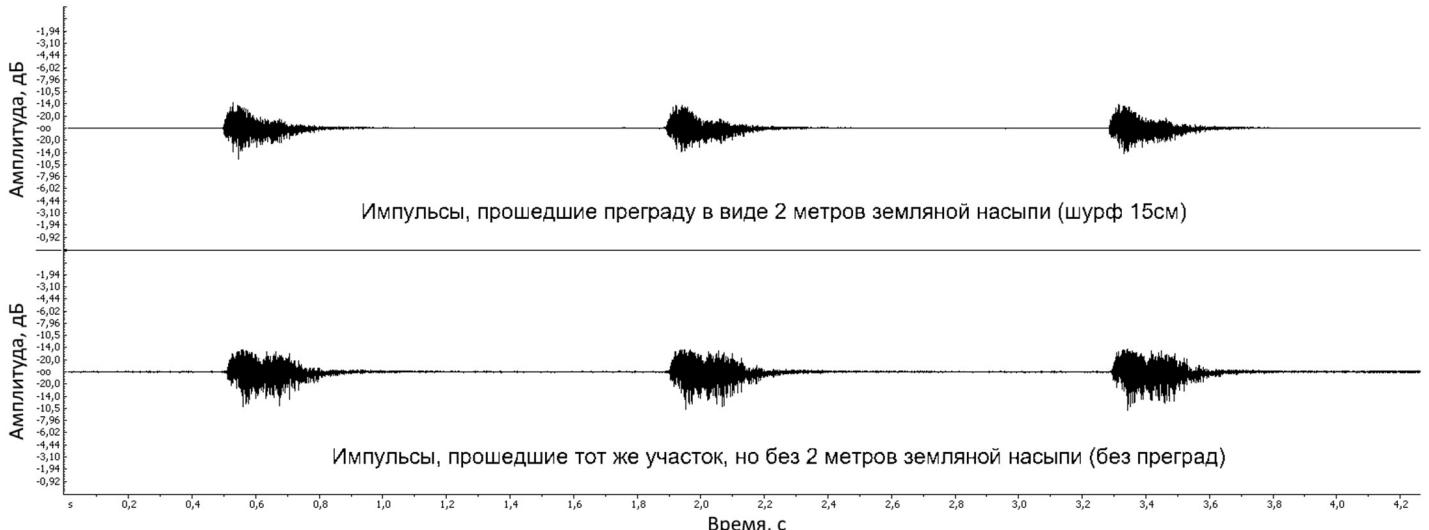


Рисунок 4.13 – Форма импульсов в точках 1 и 3

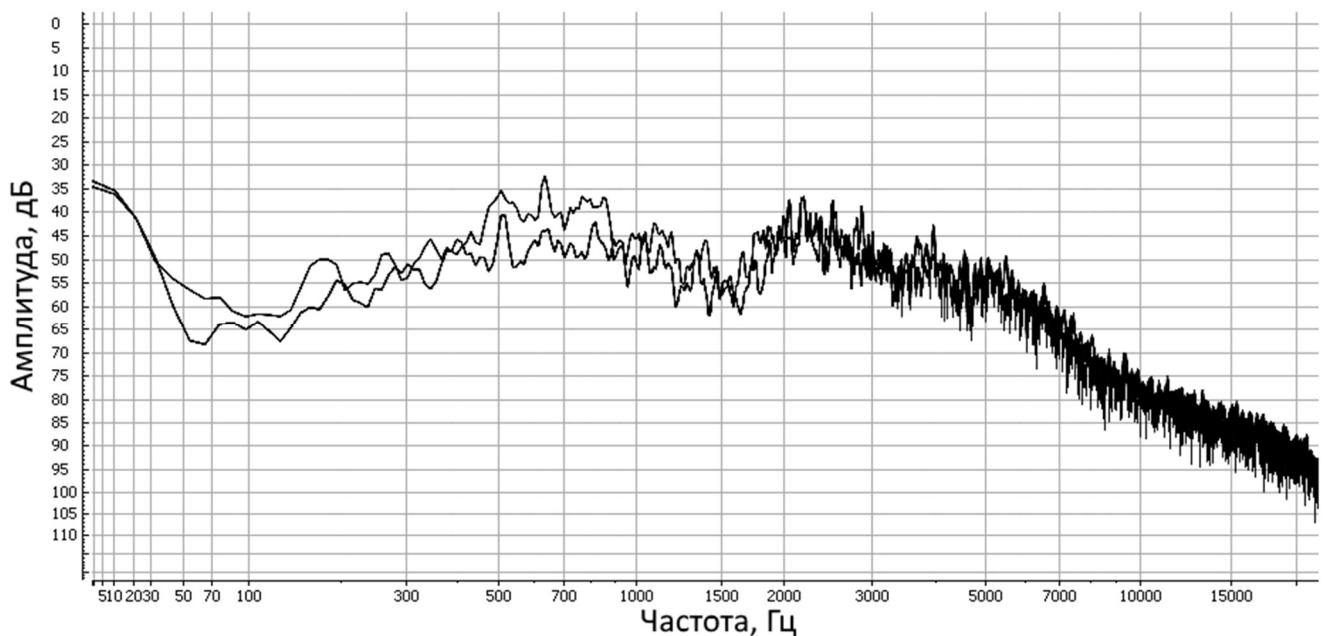


Рисунок 4.14 – Изображение импульсов и их амплитудно-частотного спектра
в точках 1 и 3

Наблюдается уменьшение амплитуд сигнала в области от 50 Гц до 1500 Гц. Составляющие спектра с частотами более 1500 Гц практически не изменились при прохождении сигналов по отрезку трубы в 2 м через земляную насыпь. Наблюдается тот же эффект, что и при экспериментах на стенде. Следует предположить гипотезу о зависимости волнового сопротивления грунта от частоты. В низкочастотной области волновые сопротивления трубы и грунта оказываются более согласованными, что обуславливает увеличение выхода распространяющегося сигнала во внешнюю среду на этих частотах. Эту гипотезу подтверждают данные на рисунке 4.15.

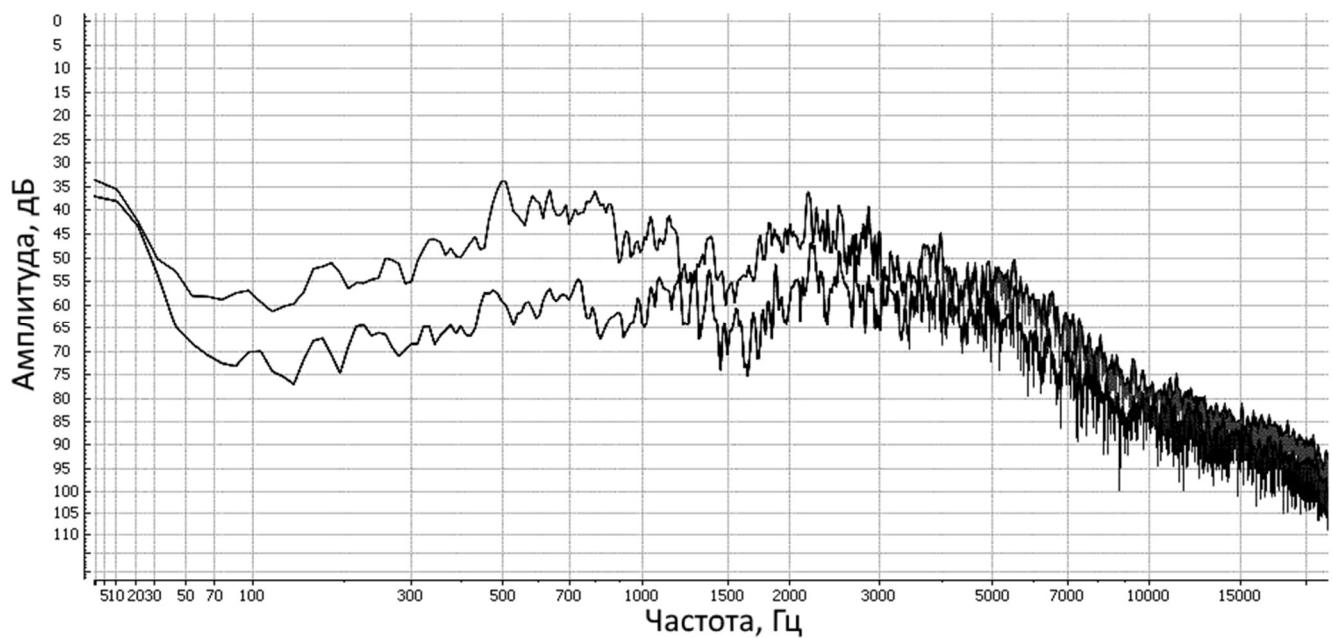


Рисунок 4.15 – Амплитудно-частотные спектры импульсов в точках 2 и 4

Переход энергии составляющих сигнала низких частот в соприкасающуюся с трубопроводом среду проявляется более заметно.

Таким образом, фиксируется экстремум коэффициента затухания частотных составляющих виброакустических сигналов на поверхности заглубленного трубопровода при их распространении в среде обозначенной структуры.

Данный эксперимент отражает характер затухания сигнала в зависимости от частоты при прохождении через грунтовую насыпь при определенных условиях среды на момент проведения опытов: влажность грунта и глубина погружения

трубы в грунт. При изменении характеристики среды возможно изменение наблюдаемой амплитудно-частотной зависимости. Так как математически построить зависимость коэффициента затухания с учетом одновременного влияния данных факторов не представляется возможным, предлагается использование способа формирования эмпирической модели на основе проведенного полнофакторного эксперимента. Эмпирическая модель затухания упругих колебаний строится на результатах обработки экспериментальных данных. Для постановки активного эксперимента необходимо располагать физической моделью исследуемого объекта. Основываясь на результатах, при переходе от реального объекта к его уменьшенной копии необходимо выполнить условие по обеспечению работы в дальней зоне, т.е. в условиях исключения образования стоячих волн. Кроме того, размеры области грунта с окружающей его средой должны в несколько раз превышать диаметр трубы, чтобы отражение волны от внешних границ массива не вносили погрешности в результаты измерения интенсивности распространяющейся по трубе упругой волны.

Перечисленные ограничения были учтены при разработке стенда для проведения экспериментов (рис. 4.16). Труба 2 фиксируется перегородками 3 для заполнения объема нужным количеством грунта, фиксируемым корпусом 1.

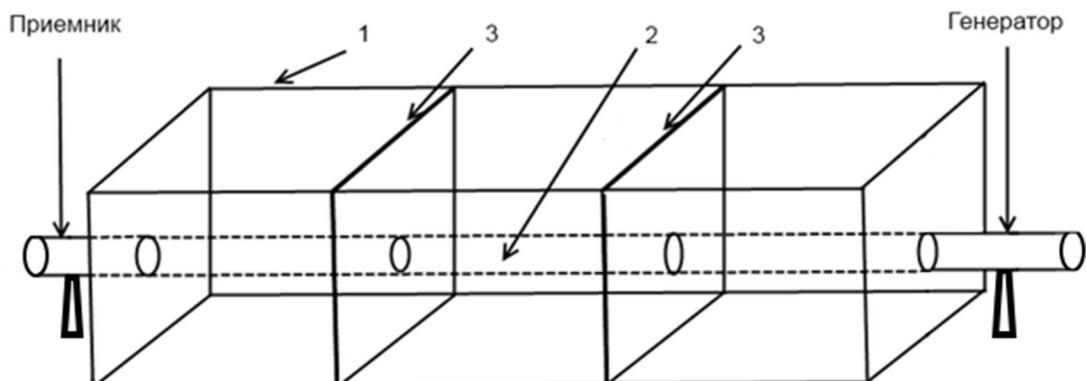


Рисунок 4.16 – Испытательный стенд

Длина короба $L = 3\text{м}$;

Высота короба $H=50\text{см}$.

На рис. 4.17 изображена схема исследуемых состояний трубопровода.

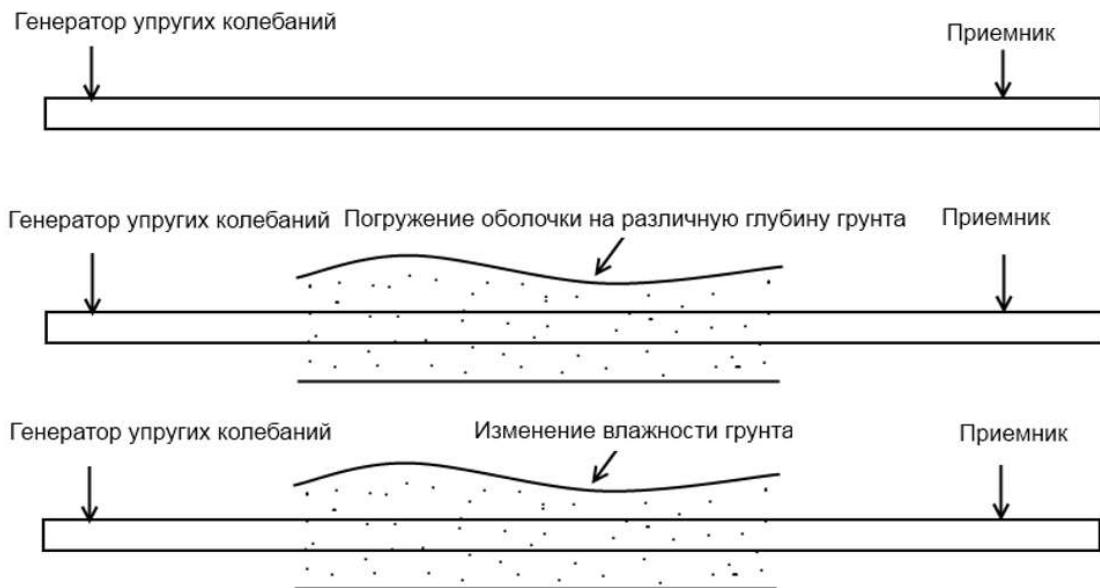


Рисунок 4.17 – Исследуемые состояния трубопровода

Во время проведения эксперимента положение источника и приемника сигналов оставалось неизменным, так как смещение точки контакта приводит к изменению параметров принимаемого сигнала и снижению достоверности эксперимента.

Каждый переданный по трубе сигнал представляет собой двухсекундный импульс синусоидальных колебаний с неизменной амплитудой, но с увеличивающейся линейно частотой длительностью 2 секунды от 20Гц до 20000Гц.

Планирование эксперимента – процедура выбора числа и условий проведения опытов, необходимых и достаточных для получения математической модели процесса. При этом важно учитывать следующее: минимизация числа опытов; одновременное варьирование всех переменных, определяющих процесс; выбор четкой стратегии, позволяющей принимать обоснованные решения после каждой серии экспериментов.

При использовании метода активного планирования весь эксперимент обычно разбивается на несколько этапов. Информация, полученная после каждого этапа, используется для планирования исследований на следующем этапе. Планирование эксперимента позволяет варьировать ряд факторов и получать

одновременно количественные оценки всех проявляющихся эффектов. При этом, в отличие от классического регрессионного анализа необходимо избегать корреляцию между коэффициентами уравнения регрессии. При статистическом подходе математическая модель объекта или процесса представляется в общем виде уравнением регрессии [113]:

$$y(x_1, \dots, x_k) = b_0 + \sum b_i \cdot x_i + \sum b_{ij} \cdot x_i \cdot x_j$$

где b_0 — свободный член; b_i — линейные эффекты; b_{ij} — эффекты парного взаимодействия; x — значение параметра

Для описания объекта исследования используют так называемую систему «черный ящик» (рис. 4.18).

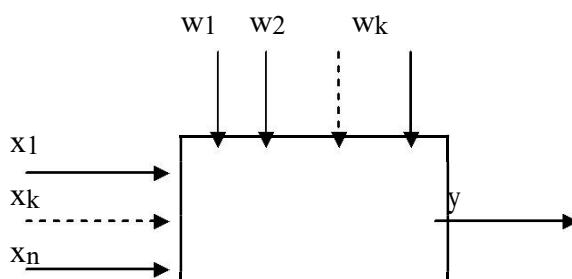


Рисунок 4.18 – Система «Черный ящик».

Суть системы «черный ящик» состоит в изучении зависимости отклика системы Y на изменение входных измеряемых и управляемых параметров $X(x_1, x_2, \dots, x_n)$ при действии случайных факторов $W(w_1, w_2, \dots, w_k)$, которые называют «шумом» объекта. Комплекс параметров X называют основным, он определяет условия эксперимента (глубина погружения трубы, влажность грунта, частота колебаний). Выходным параметром Y может являться любые технологические или технические показатели исследуемого процесса (в нашем случае — значение затухания сигнала).

В модель будут включены три фактора: глубина погружения трубы в грунт (фактор z1), влажность (фактор z2), частота (фактор z3). Рассмотрим затухание сигнала в частотной области с учетом влияния данных факторов с целью

обоснования выбранных областей для включения их в модель. Предлагается использовать частотные диапазоны (уровни для модели 2^k), которые можно описать эмпирической зависимостью. Следует проанализировать изменение коэффициента затухания сигнала в области частотного спектра при повышении влажности и глубины погружения трубы в грунт.

Амплитудные спектры импульсов имеют незначительные отличия (коэффициент корреляции кривых в диапазоне 20-5000Гц равен 0,99). Среднее значение разницы между кривыми составляет 0,013дБ, что составляет 0,01% от рабочего диапазона оборудования (0-120дБ).

На распространение сигнала по трубе влияет ряд факторов, таких как изменение влажности грунта и просадка трубопровода в грунте. Подобные явления носят нелинейный характер, поэтому предлагается включить в модель частотный диапазон, чувствительный к изменению состояния трубопровода и, вместе с этим, имеющий максимальное затухание сигнала.

На рис. 4.19 изображен амплитудный спектр импульса в диапазоне 20-10000Гц при изменении влажности и глубины погружения трубы в грунт на испытательном стенде.

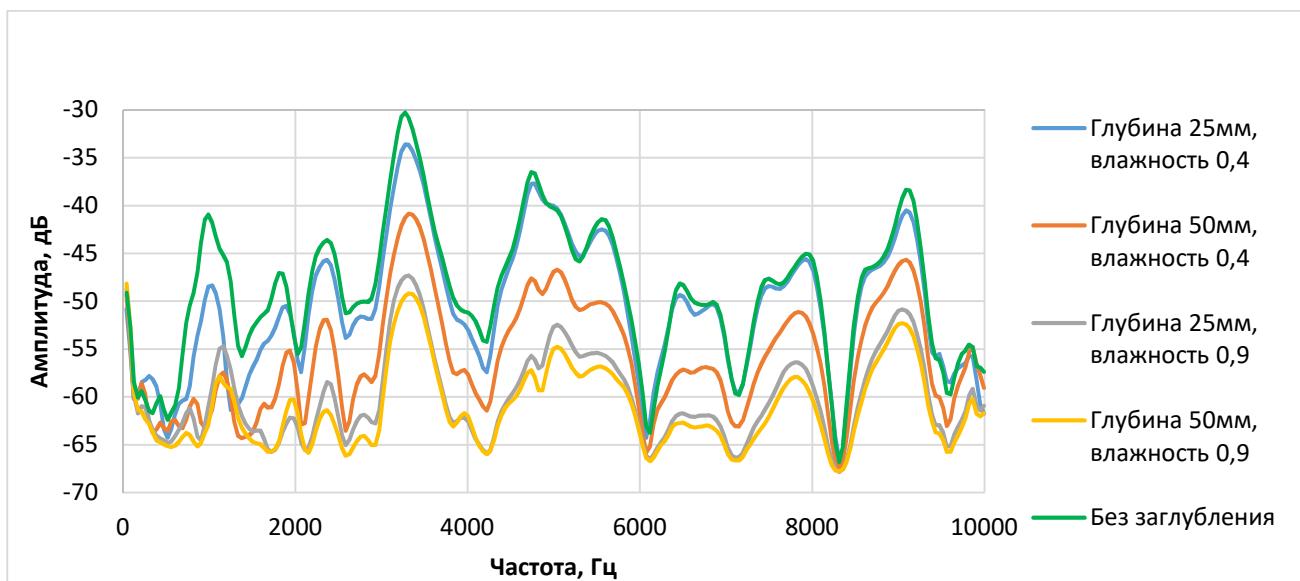


Рисунок 4.19 – Амплитудный спектр накопленного сигнала (влияние влажности и глубины погружения на распространение сигнала)

Коэффициент затухания в заглубленном трубопроводе может иметь отклонения от экспоненциального закона затухания упругих волн (рис. 4.19). Данный эффект наблюдается при контакте волновода с грунтом, имеющим свой коэффициент поглощения акустической волны, зависящий от частоты с наличием резко выраженных максимумов. В [114] приводится частотная характеристика различных пористых поглотителей (рис. 4.20). Песок, в который погружалась труба при проведении полнофакторного эксперимента, так же можно отнести к классу поглотителей, имеющим свою частотную характеристику поглощения.

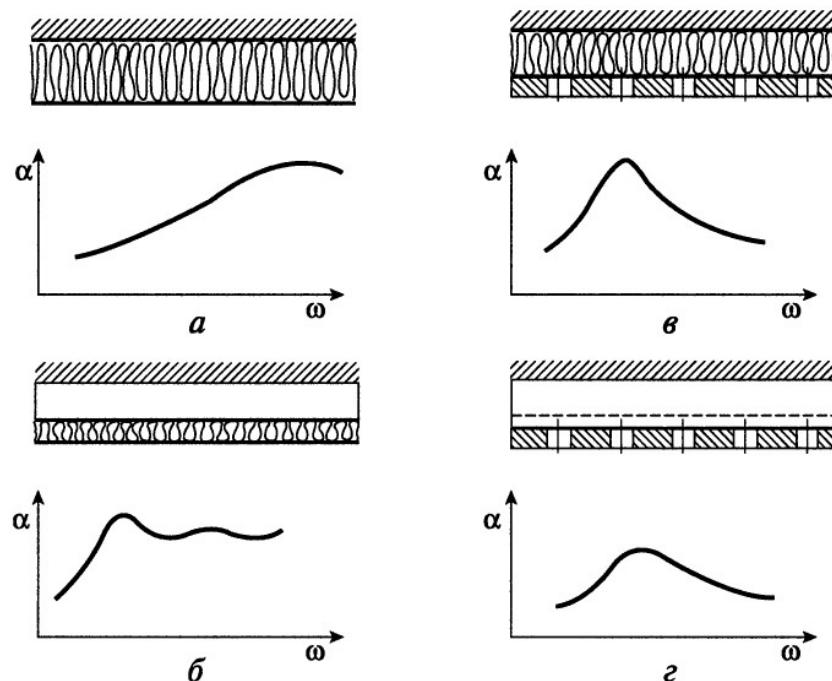


Рисунок 4.20 – Частотные характеристики коэффициента поглощения:

а – для пористого поглотителя на жесткой стенке; *б* – для пористого поглотителя с воздушной прослойкой; *в* – при наличии перфорированного экрана; *г* – для резонансного поглотителя, образованного перфорированным экраном

Современные экспериментальные исследования в области изучения акустического поглощения в песчаных смесях указывают на максимальное поглощение в области 1200 Гц [115,116] с возможным смещением максимума коэффициента поглощения в зависимости от параметров смеси (рис. 4.21).

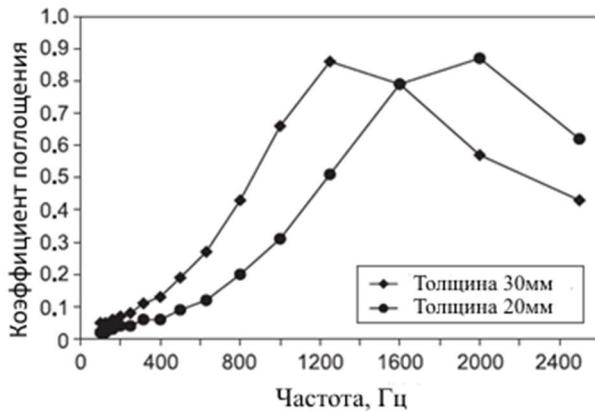


Рисунок 4.21 – Коэффициент поглощения упругих волн во фракции песка 0.3-0.6 мм с различной толщиной песочной прослойки

Для получения значения затухания сигналов (рис. 4.19) достаточно найти разность амплитуд спектра при влиянии каждого из факторов с амплитудами спектра сигнала, полученного с трубы на расстоянии 1м без влияния факторов. На рис. 4.22 изображено затухание сигнала при различном сочетании факторов среды, где в частотном диапазоне 600-900Гц отмечено максимальное значение затухания (до 22дБ).

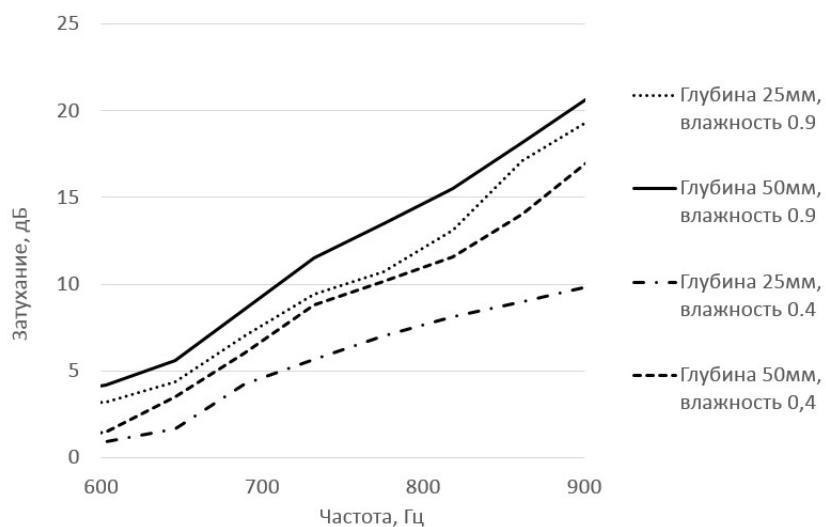


Рисунок 4.22 – Зависимость значения затухания сигнала от частоты его колебаний и факторов среды

Эксперимент по имитации создания шурфа злюумышленником выявил высокую информативность данного частотного диапазона (600-900Гц, рис. 4.22, 4.23) при обнаружении отклонения трубопроводной системы от нормы, так как

амплитудно-частотный спектр при возникновении шурфа имеет максимальное отклонение амплитуды на тех же частотах, как и в случае с изменением глубины погружения и влажности грунта. Точками на рис. 4.23 отмечен совпадающий диапазон частот.

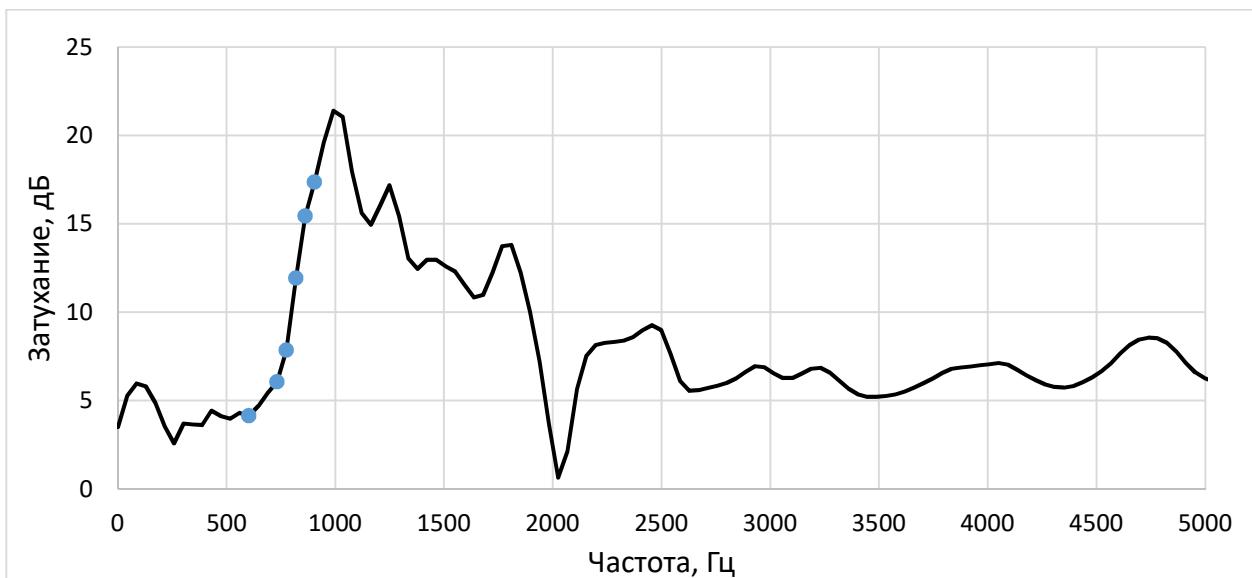


Рисунок 4.23 – Амплитудно-частотный спектр затухания сигнала при заполнении шурфа грунтом

Построим регрессионную модель в данном частотном диапазоне, определяющую значение затухания сигнала, переданного по заглубленной трубе в грунт на один метр, в зависимости от влажности грунта, частоты сигнала и глубины погружения [117].

Выбор данного частотного диапазона обусловлен максимальным откликом на возникновение локальной неоднородности (рис. 4.23) и потенциально максимальной обнаруживаемой способностью. Весь частотный спектр до 10кГц имеет сложную структуру (рис. 4.19), не позволяющую аппроксимировать кривые с достаточным коэффициентом детерминации (аппроксимация полиномом шестой степени позволяет получить коэффициент с низким значением $R^2 = 0,32$).

Соответствующие кривые (влияние влажности и глубины) в выбранном частотном диапазоне аппроксимируются линейно с коэффициентами детерминации от 0,98 до 0,99 (рис. 4.24-4.27), что указывает на достаточность

применения линейной модели с использованием полнофакторного двухуровневого эксперимента.

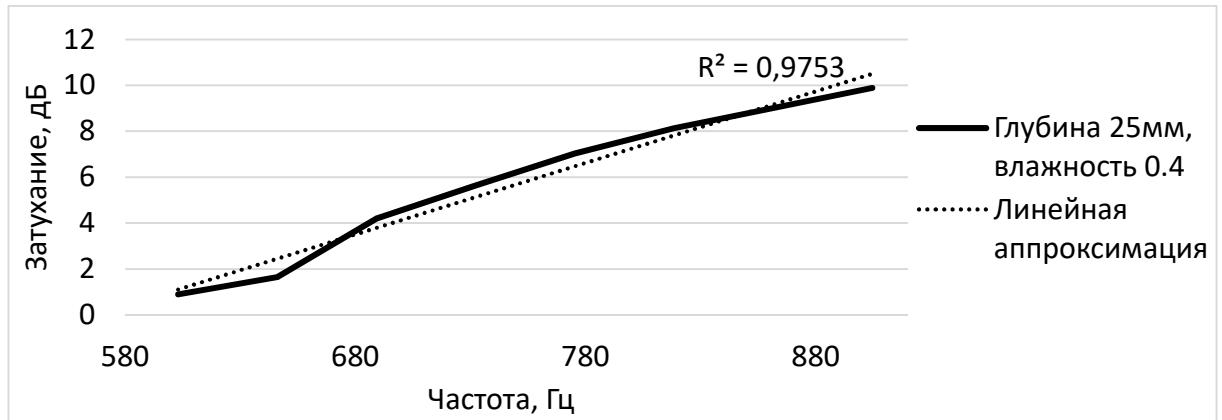


Рисунок 4.24 – Амплитудный спектр сигнала при глубине 25мм и влажности 0.4

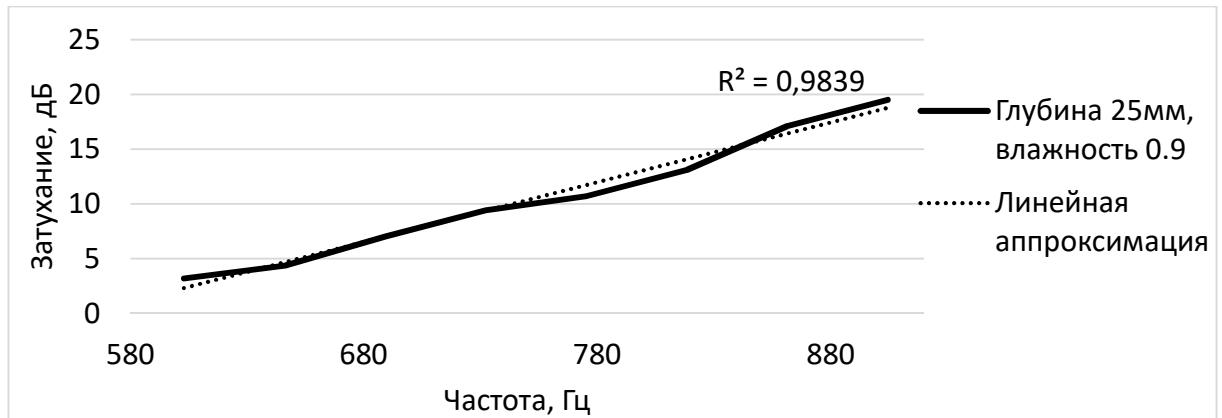


Рисунок 4.25 – Амплитудный спектр сигнала при глубине 25мм и влажности 0.9

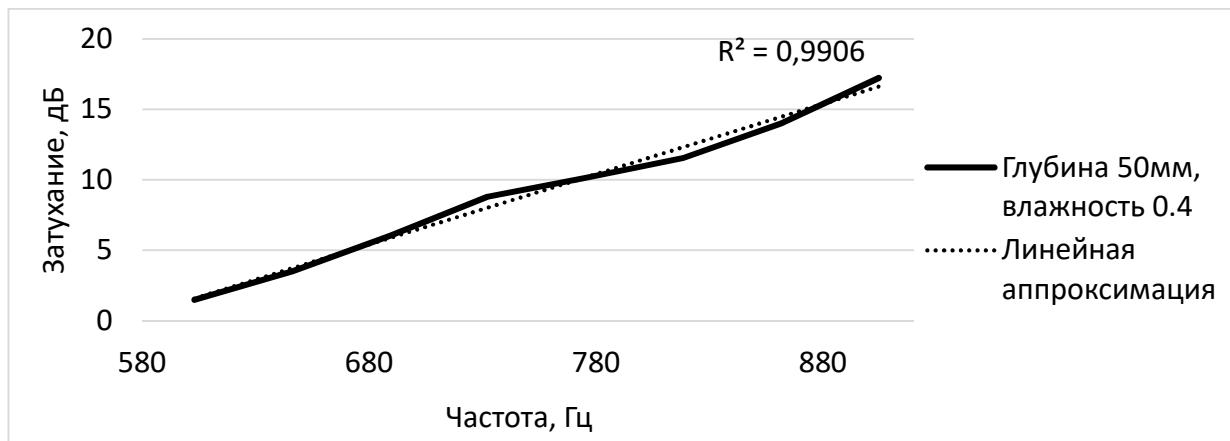


Рисунок 4.26 – Амплитудный спектр сигнала при глубине 50мм и влажности 0.4

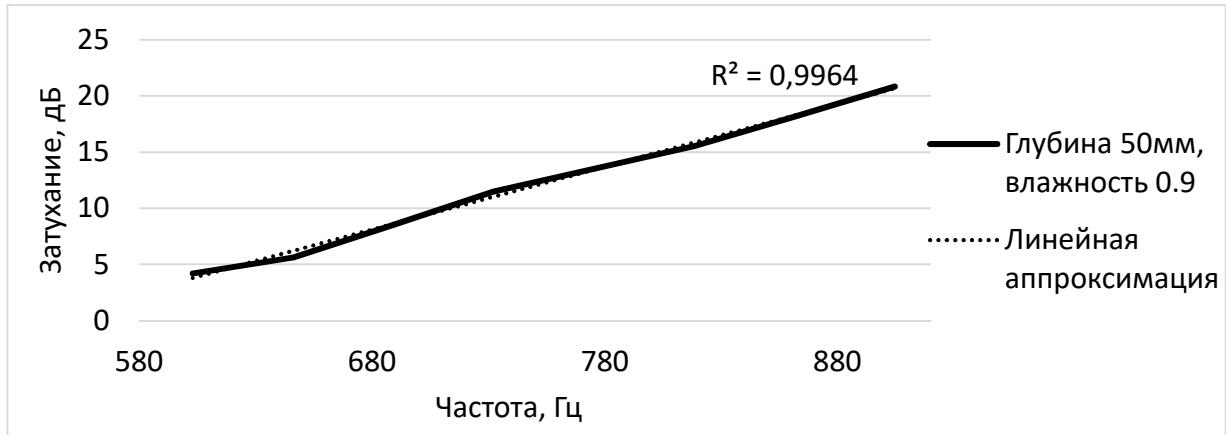


Рисунок 4.27 – Амплитудный спектр сигнала при глубине 50мм и влажности 0.9

В табл. 4.1-3.3 отражены экспериментальные статистические данные, по которым строилась модель. В таблицах 4.4 - 4.5 получена матрица планирования эксперимента.

Таблица 4.1 - Сбор данных для эксперимента (амплитуды импульсов на расстоянии 1м)

Глубина, мм	Влажность	Частота, Гц	Амплитуда, дБ	Амплитуда, дБ	Амплитуда, дБ	Среднее
25	0.4	600	-61.65	-61.85	-61.69	-61.73
50	0.4	600	-62.45	-62.31	-62.5	-62.42
25	0.9	600	-64.13	-64.32	-64.22	-64.22
50	0.9	600	-65.3	-65.14	-65.05	-65.16
25	0.4	900	-53.73	-53.95	-53.89	-53.85
50	0.4	900	-61.3	-61.03	-61.23	-61.18
25	0.9	900	-63.35	-63.41	-63.5	-63.42
50	0.9	900	-64.71	-64.85	-64.9	-64.82

Таблица 4.2 - Сбор данных для эксперимента (амплитуды импульсов на расстоянии до 1м)

Глубина, мм	Влажность	Частота, Гц	Амплитуда, дБ	Амплитуда, дБ	Амплитуда, дБ	Среднее
25	0.4	600	-60.81	-61.13	-60.95	-60.96
50	0.4	600	-60.81	-61.13	-60.95	-60.96
25	0.9	600	-60.81	-61.13	-60.95	-60.96
50	0.9	600	-60.81	-61.13	-60.95	-60.96
25	0.4	900	-43.87	-43.67	-43.73	-43.75

Глубина, мм	Влажность	Частота, Гц	Амплитуда, дБ	Амплитуда, дБ	Амплитуда, дБ	Среднее
50	0.4	900	-43.87	-43.98	-43.73	-43.86
25	0.9	900	-43.87	-43.98	-43.73	-43.86
50	0.9	900	-43.87	-43.98	-43.73	-43.86

Таблица 4.3 - Определение коэффициента затухания

Глубина, мм	Влажность	Частота, Гц	Затухание, дБ	Дисперсия S^2	Отклонение
25	0.4	600	0.77	0.004133333	0.064291
50	0.4	600	1.46	0.059433333	0.24379
25	0.9	600	3.26	0.0043	0.065574
50	0.9	600	4.2	0.0651	0.255147
25	0.4	900	10.1	0.0468	0.216333
50	0.4	900	17.33	0.058633333	0.242143
25	0.9	900	19.56	0.0337	0.183576
50	0.9	900	20.96	0.0333	0.182483

Таблица 4.4 - Матрица планирования эксперимента

Номер опыта	Факторы в натуральном масштабе			Факторы в безразмерной системе координат				Выходной параметр
	Глубина z1, мм	Влажность z2	Частота z3, Гц	x0	x1	x2	x3	
1	25	0.4	600	1	-1	-1	-1	0.77
2	50	0.4	600	1	1	-1	-1	1.46
3	25	0.9	600	1	-1	1	-1	3.26
4	50	0.9	600	1	1	1	-1	4.2
5	25	0.4	900	1	-1	-1	1	10.1
6	50	0.4	900	1	1	-1	1	17.33
7	25	0.9	900	1	-1	1	1	19.56
8	50	0.9	900	1	1	1	1	20.96

Таблица 4.5 - Расширенная матрица планирования эксперимента

Номер опыта	x_0	x_1	x_2	x_3	x_1x_2	x_1x_3	x_2x_3	$x_1x_2x_3$	Затухание
1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	0.77
2	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	1.46
3	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	3.26
4	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	4.2
5	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	10.1
6	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	17.33
7	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	19.56
8	1	1	1	1	1	1	1	1	20.96

Проведем статистическую обработку результатов опытов. Число повторных опытов: $m = 3$. Число разных опытов: $g = 8$. Всего опытов: $N = mg = 3 \cdot 8 = 24$. Оценим воспроизводимость опытов по критерию Кохрена [105]:

$$G_{\max} = \frac{S_{\max}^2}{\sum S_g^2} = 0,192$$

Табличный критерий Кохрена выбирается для значений: $\alpha=0,05$; $f_1 = g = 8$; $f_2 = m-1=3-1=2$. Доверительной вероятности $P=0,95$ соответствует $C_2^8 = 0,816$. Табличное значение больше расчётного, следовательно, опыты воспроизводимы.

Линейные коэффициенты регрессии:

b0	9.70375
b1	1.28
b2	2.29
b3	7.28

Коэффициенты парного взаимодействия:

b12	-0.69
b13	0.875
b23	0.98
b123	-0.76

Уравнение регрессии:

$$y(x_1, x_2, x_3) = 9,70375 + 1,2821x_1 + 2,2913x_2 + 7,2829x_3 - 0,697x_1x_2 + 0,8746x_1x_3 + 0,9821x_2x_3 - 0,76x_1x_2x_3,$$

где x_1 - глубина погружения трубы в грунт; x_2 - влажность грунта; x_3 - частота;

$\chi(x_1, x_2, x_3)$ - функция затухания.

Необходимо выполнить оценку статистической значимости каждого из коэффициентов уравнения регрессии. Незначимые коэффициенты следует исключить из уравнения. Значимость коэффициентов уравнения (по Стьюденту):

$$t_i = \frac{b_i}{\sqrt{\frac{S^2}{mg}}}$$

Табличный критерий Стьюдента при уровне значимости $\alpha=0,05$ и числе степеней свободы: $v = g(m-1) = 16$; $t_{\alpha/2} = 2,12$.

Таблица 4.6 - Проверка значимости коэффициентов уравнения

	b_i	t_i	t_{cm}	
b0	9.704	242.59	2.1199	значим
b1	1.282	32.052		значим
b2	2.291	57.281		значим
b3	7.283	182.07		значим
b0	-0.697	-17.427		значим
b1	0.875	21.865		значим
b2	0.982	24.552		значим
b3	-0.76	-18.99		значим

Все коэффициенты уравнения регрессии являются значимыми, так как расчетные значения t_i для каждого коэффициента по модулю больше табличного t_{cm} (табл. 4.6). Построим зависимость значения затухания от трех переменных по уравнению регрессии с кодированными переменными (в виде безразмерных величин, рис. 4.28).

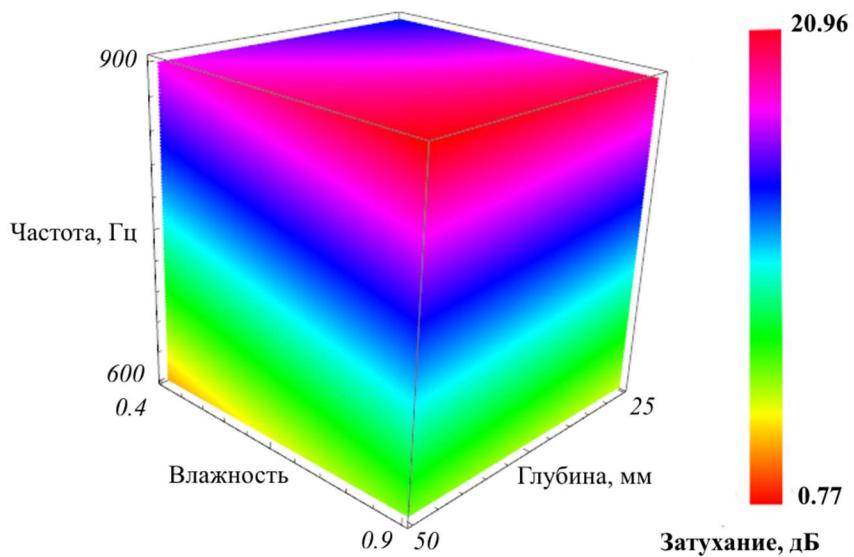


Рисунок 4.28 – Влияние факторов на значение затухания сигнала

Данное уравнение регрессии не учитывает размерности величин для каждого из факторов, но отражает степень влияния каждого фактора на затухание. По рис. 4.28 прослеживается максимальное значение затухания при максимальных значениях всех трех факторов. Для приведения модели к виду, соответствующему натуральным величинам (миллиметрам для глубины и коэффициенту объемной влажности от 0.4 до 0.9), выразим натуральные переменные из кодированных через центр плана и интервал варьирования (таблица 4.7). Далее подставим значения переменных в натуральном масштабе вместо кодированных и упростим выражение.

Таблица 4.7 - Определение центра плана, интервала варьирования и зависимости кодированной переменной от натуральной

Факторы	Верхний уровень	Нижний уровень	Центр	Интервал варьирования	Зависимость кодированной от натуральной
z1	50	25	37,5	12,5	(z1-37,5)/12,5
z2	0,9	0,4	0,65	0,25	(z2-0,65)/0,25
z3	900	600	750	150	(z3-750)/150

Полученная модель с учетом размерности величин:

$$y(z_1, z_2, z_3) = 13,5753 - 0,892696 z_1 - 47,7128 z_2 + 0,99296 z_1 z_2 - 0,0254824 z_3 + 0,00152032 z_1 z_3 + 0,0869893 z_2 z_3 - 0,00162133 z_1 z_2 z_3$$

где z_1 - глубина погружения трубы в грунт (значения от 25 до 50мм); z_2 - влажность грунта (коэффициент от 0.4 до 0.9); z_3 - частота (от 600 до 900Гц); $y(z_1, z_2, z_3)$ - функция затухания, дБ на 1 метр длины трубопровода.

Оценка результатов моделирования в сравнении с эмпирическими данными отражена в табл 4.8 и 4.9.

Таблица 4.8 - Сравнение данных моделирования с эмпирическими

	Глубина 25мм, влажность 0,4		Глубина 25мм, влажность 0,9	
Частота, Гц	Модель	Эксперимент	Модель	Эксперимент
602	0,858	0,907	3,418	3,195
646	2,198	1,654	5,758	4,385
689	3,537	4,212	8,098	7,042
732	4,877	5,643	10,438	9,434
775	6,217	7,031	12,779	10,713
818	7,556	8,144	15,119	13,13
861	8,896	9,013	17,459	17,125
904	10,236	9,89	19,799	19,521
Коэффициент детерминации	0,977		0,989	

Таблица 4.9 - Сравнение данных моделирования с эмпирическими

	Глубина 50мм, влажность 0,4		Глубина 50мм, влажность 0,9	
Частота, Гц	Модель	Эксперимент	Модель	Эксперимент
602	1,611	1,491	4,364	4,198
646	3,889	3,521	6,770	5,624
689	6,167	6,043	9,176	8,528
732	8,446	8,814	11,581	11,508
775	10,724	10,142	13,987	13,513
818	13,00	11,564	16,393	15,545
861	15,281	14,014	18,799	18,176
904	17,559	17,221	21,205	20,855
Коэффициент детерминации	0,899		0,997	

Коэффициенты детерминации в табл. 4.8 и 4.9 находятся в диапазоне от 0.899 до 0.997, что указывает на адекватность модели. Сравнение результатов моделирования с экспериментальными данными изображено на рис. 4.29-4.32

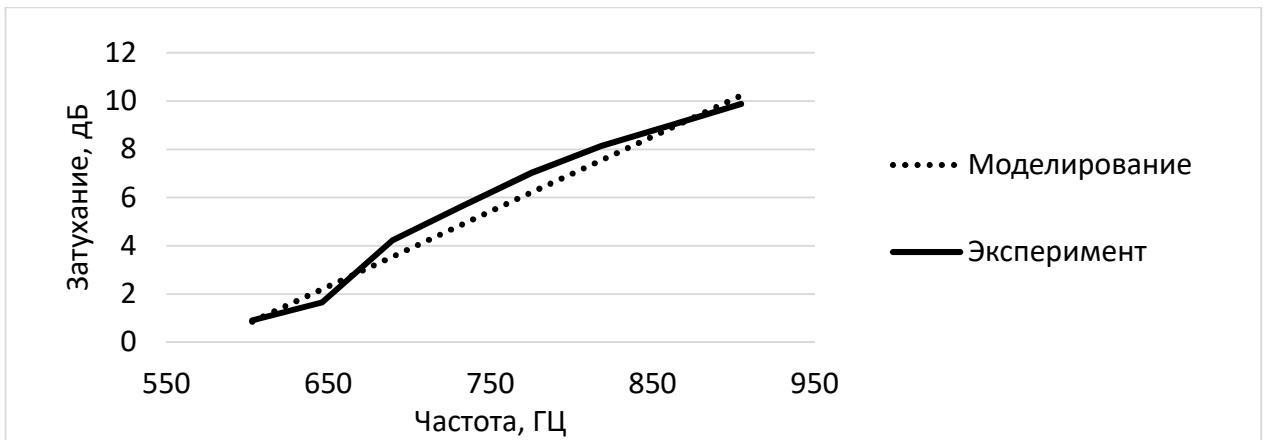


Рисунок 4.29 – Сравнение результатов моделирования (глубина 25мм, объемная влажность 0.4)

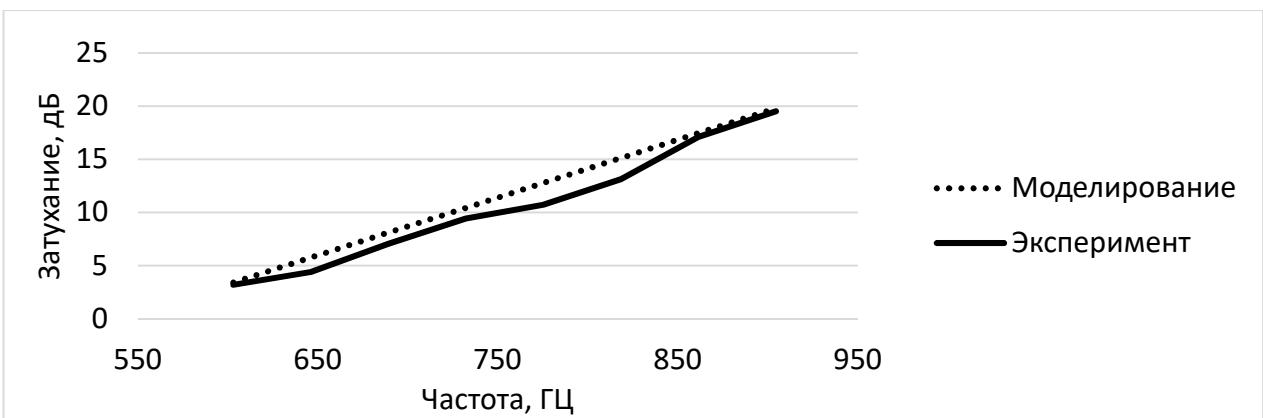


Рисунок 4.30 – Сравнение результатов моделирования (глубина 25мм, объемная влажность 0.9)

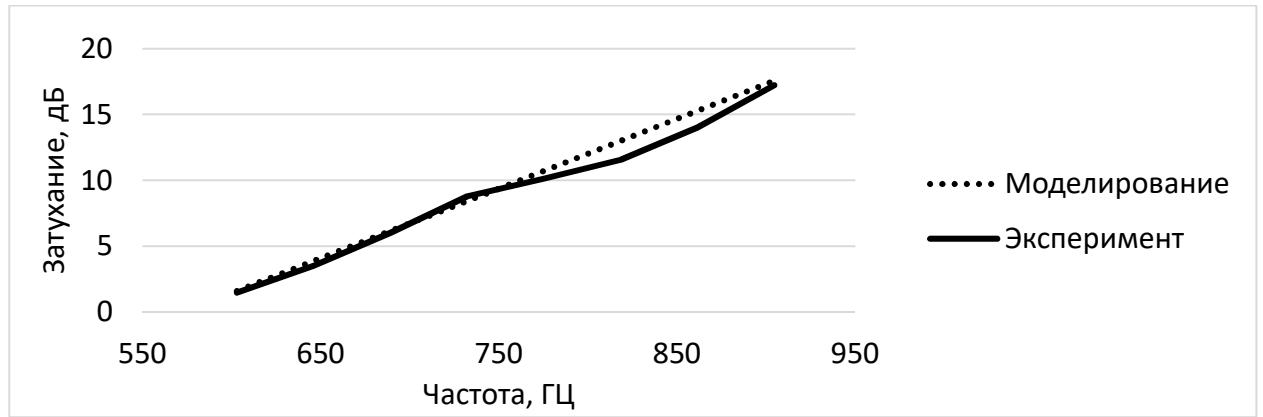


Рисунок 4.31 – Сравнение результатов моделирования (глубина 50мм, объемная влажность 0.4)

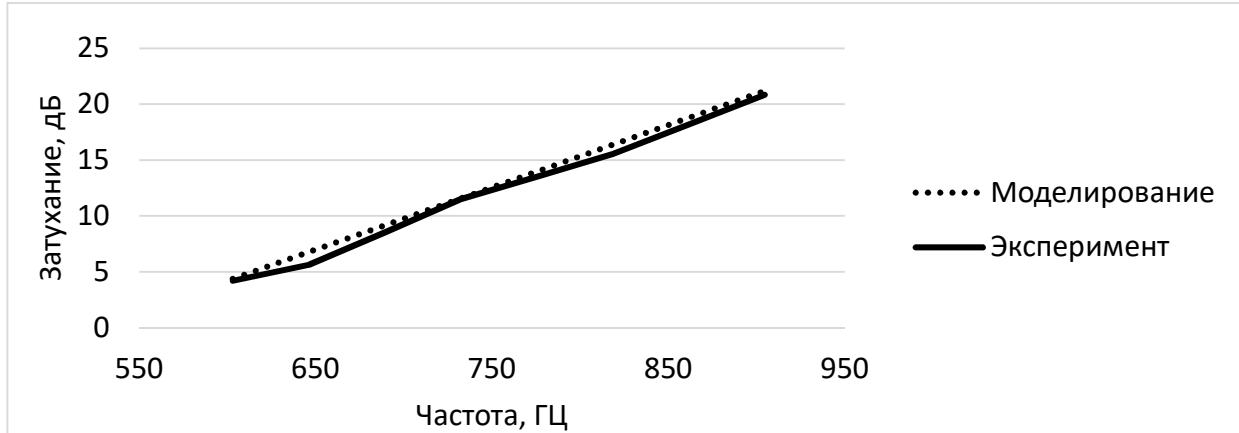


Рисунок 4.32 – Сравнение результатов моделирования (глубина 50мм, объемная влажность 0.9)

Затухание сигнала в зависимости от частоты и объемной влажности при фиксированном параметре «глубина (25мм)» изображено на рис. 4.33, при фиксированном параметре «объемная влажность (0.4)» - на рис. 4.34.

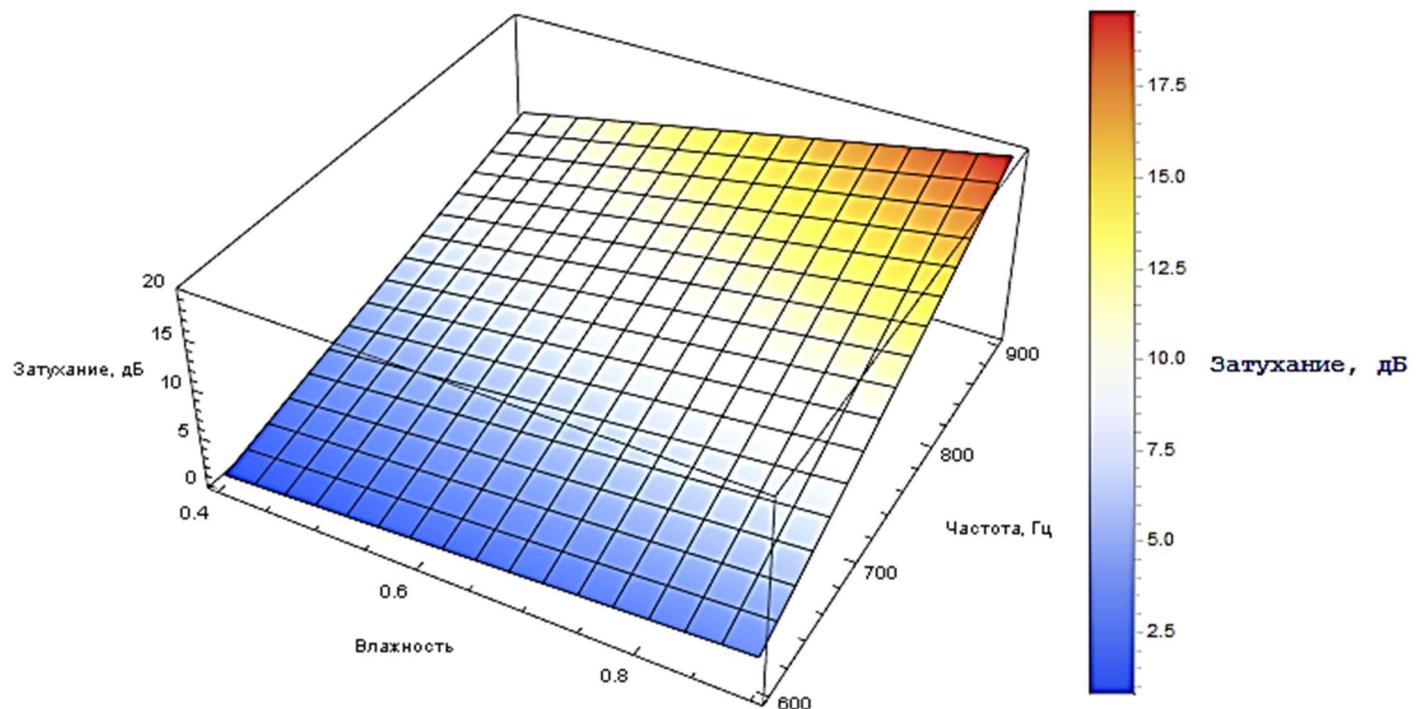


Рисунок 4.33 – Зависимость затухания от частоты и объемной влажности.
Фиксированная глубина (25мм)

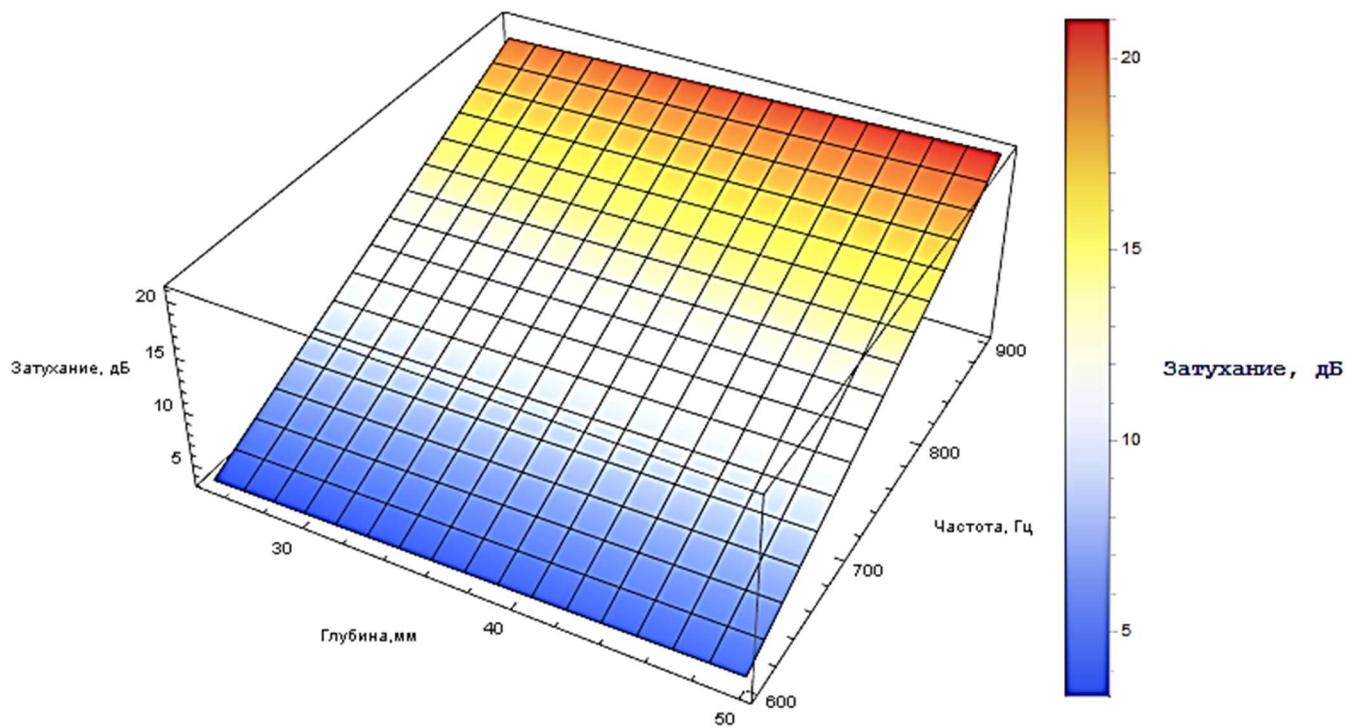


Рисунок 4.34 – Зависимость затухания от частоты и глубины погружения.

Фиксированная объемная влажность (0.4)

Таким образом, при использовании уравнения регрессии, возможно варьирование каждого из трех факторов для определения значения затухания сигнала на 1 метр трассы пролегания трубопровода.

4.4 Информативные частоты амплитудного спектра сигналов в задаче обнаружения нарушений

Интерес на практике представляют частотные области сигналов, чувствительные к возникновению изменений свойств среды. На рис. 4.35, 4.36 изображен доверительный интервал для частот амплитудного спектра, полученный на действующем трубопроводе с дистанцией между источником и приемником в 500м для обычного состояния и с имитатором «шурф» (фотоизображение шурфа и описание трубопровода приводилось ранее в главе 3). Площадь шурфа относительно площади трубопровода составила 0,5%.

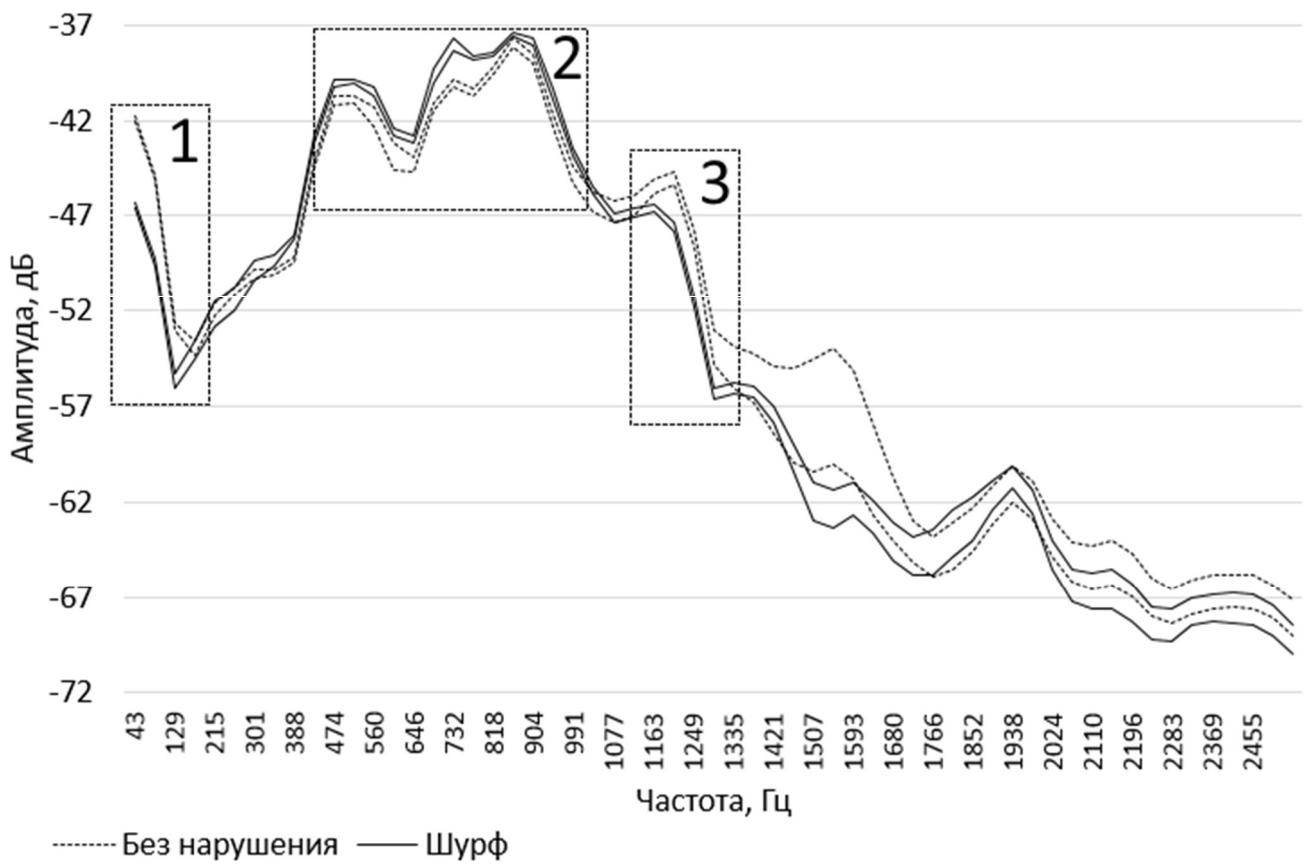


Рисунок 4.35 – Доверительный интервал для амплитудного спектра состояний трубопровода (диапазон 43 – 2498 Гц, 180 импульсов, $P = 0,99$)

Доверительный интервал построен с использованием значения t -критерия Стьюдента на основе 30 амплитудных спектров, каждый из которых определялся как среднее значение амплитудного спектра, полученное по 488 реализациям с окном БПФ, равным 1024 точки (240 импульсов, шаг частотной сетки 43 Гц). Доверительная вероятность $P = 0,99$, коэффициент $t = 2,75$.

Для наиболее наглядного представления о характере влияния шурфа накопление сигналов не производилось.

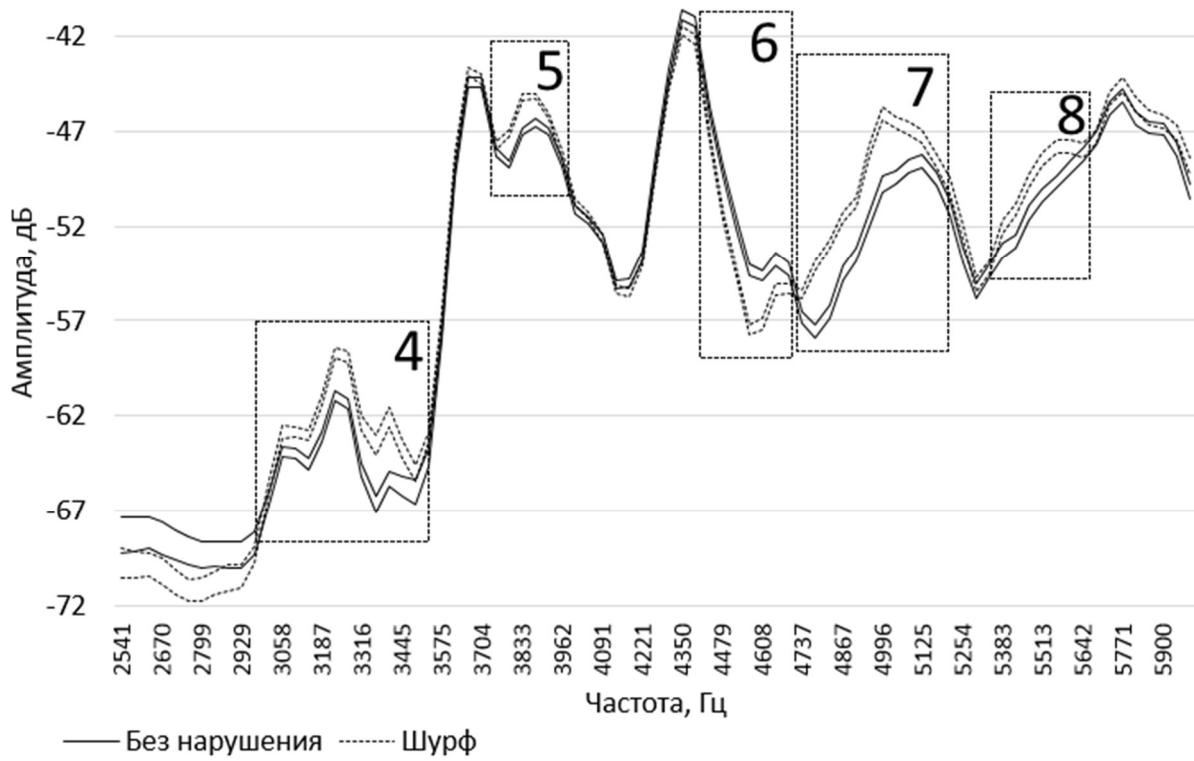


Рисунок 4.36 – Доверительный интервал для амплитудного спектра состояний трубопровода (диапазон 2541 – 6000 Гц, 180 импульсов, $P = 0,99$)

По рис. 4.35, 4.36 можно утверждать, что с вероятностью $P = 0,99$ значения отмеченных номерами диапазонов частот расположены в границах интервалов, не имеющих взаимное пересечение для двух состояний трубопровода. Обнаружено 8 информативных диапазонов. В каждом из диапазонов выделялась самая информативная частота, определяемая как максимум разницы амплитуд между соседними границами интервалов для двух состояний трубопровода. В табл. 4.10 и на рис. 4.37 отражена данная разница.

Таблица 4.10 – Информативность частот амплитудного спектра

Диапазон	Частота, Гц	Амплитуда, дБ
1	43	4,16
2	732	1,52
3	1163	1,99
4	3359	2,26
5	3833	1,61
6	4565	2,59
7	4996	3,01
8	5513	1,23

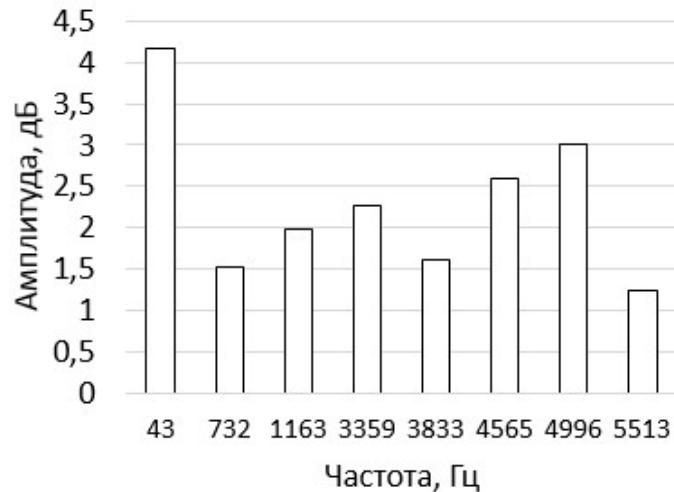


Рисунок 4.37 – Информативность частот амплитудного спектра сигнала в задаче обнаружения имитатора нарушения «шурф»

Максимальная амплитуда отклонения при возникновении шурфа расположена в первой частотной зоне (43-215 Гц) и составила 4,16 дБ на частоте 43 Гц. На рис. 4.38 представлены амплитудные спектры для имитатора нарушения «предмет на поверхности». На макет трубы длиной 3м диаметром 50мм устанавливался металлический брусок с площадью контакта 0,16% от всей площади трубы.

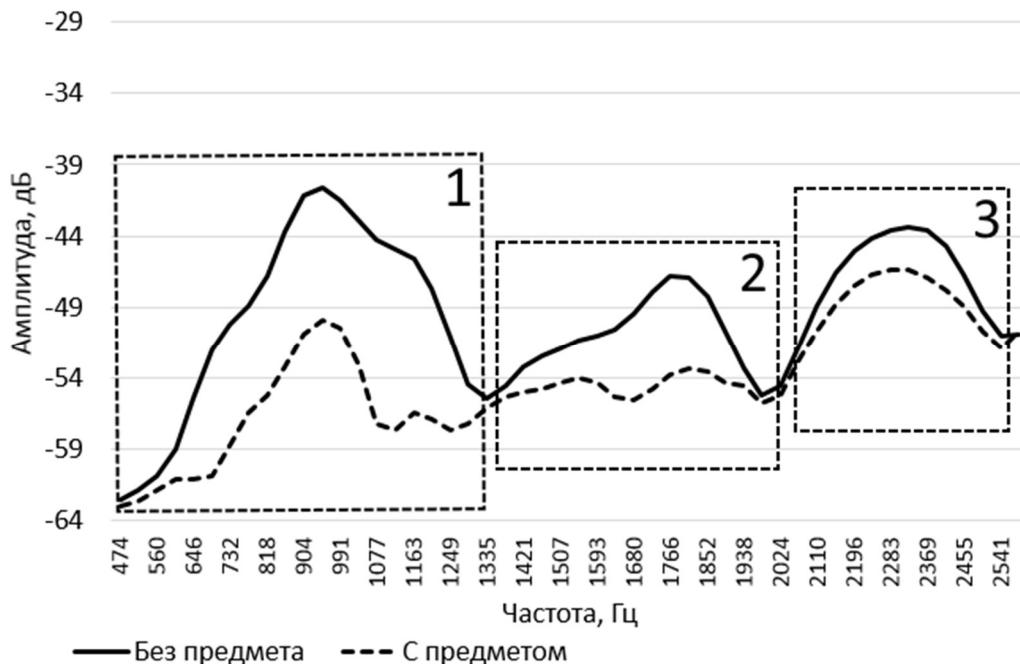


Рисунок 4.38 – Амплитудный спектр сигналов

На макете трубопровода обнаружено три информативные частотные зоны. Зафиксировано максимальное снижение амплитуды в первой частотной зоне (474-1335 Гц) на 9,2дБ для частоты 947 Гц при возникновении инородного объекта на трубе.

На рис. 4.39 представлены амплитудные спектры для имитатора на макете трубопровода «шурф». На макете трубопровода фиксируются отклонения амплитуд частот во всем диапазоне 43-6000 Гц. Максимальное снижение амплитуды составило 6,7дБ в диапазоне 172-603Гц.

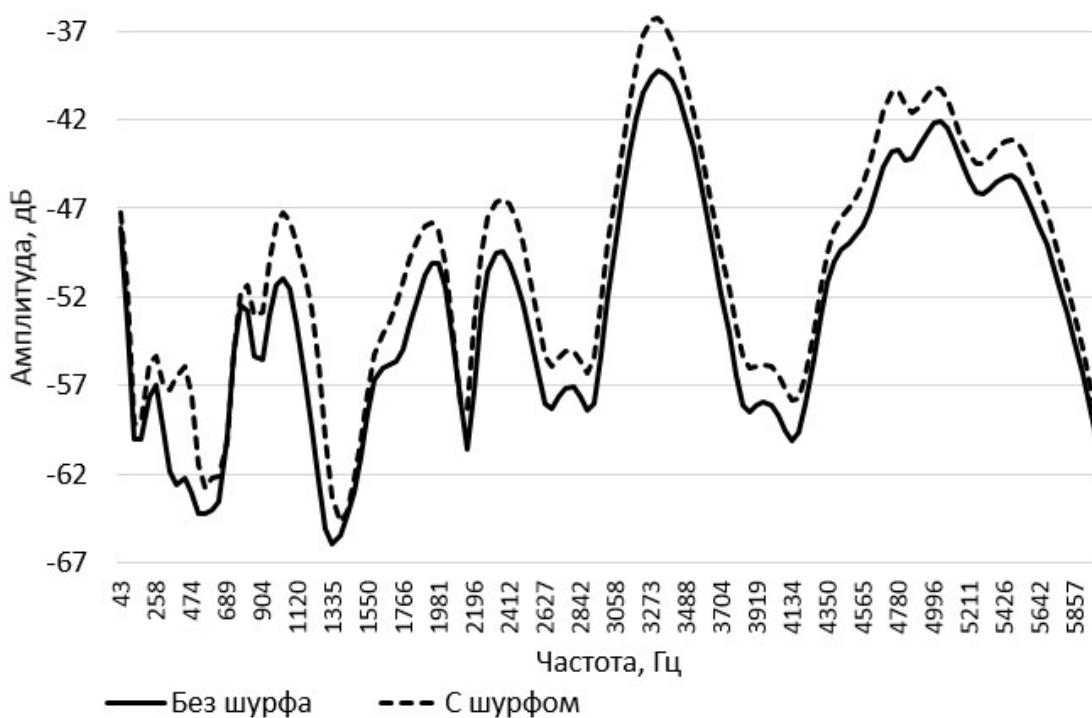


Рисунок 4.39 – Амплитудный спектр сигналов

Полученные спектральные характеристики соответствуют конкретным образцам и могут отличаться от полученных для объектов с другими параметрами. Вышеприведенные исследования дают основания для разработки методики выявления информативных диапазонов частот вибраакустического сигнала на действующих трубопроводах с последующей корректировкой настроек системы контроля под предполагаемые нарушения.

4.4 Выводы

1. Проведена оценка затухания упругих колебаний на действующем наземном трубопроводе, которая позволяет утверждать о распространении сигнала на значительные дистанции при крайне малой энергии удара генератором, равной 0,043 Дж. При данной энергии удара преодолевается рубеж в 300 м (потенциальный предел передачи, установленный существующими системами обнаружения нарушений с помощью пассивного виброакустического метода) и достигает 500 м, и с увеличением энергии удара дистанцию распространения можно увеличить.

2. Построена регрессионная модель на основе полнофакторного эксперимента, учитывающая такие факторы как частота, влажность и глубина погружения трубы в грунт при расчете значения затухания сигнала на 1 метр.

3. Выявлены зоны частотного спектра с максимальным изменением амплитуды распространяющегося виброакустического сигнала при возникновении имитаторов нарушений на действующем трубопроводе протяженностью 500м и макете трубы длиной 4м с диаметром 50мм. Результаты дают основания для разработки методики выявления информативных диапазонов частот виброакустического сигнала на действующих трубопроводах с последующей корректировкой настроек системы контроля под предполагаемые нарушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итоги выполненного исследования по теме диссертации заключаются в следующем.

1. Разработан активный помехоустойчивый виброакустический способ контроля состояния магистральных трубопроводов, позволяющий обнаруживать шурфы, врезки, несанкционированную установку предметов на действующем трубопроводе протяженностью 500 м, основанный на последовательном накоплении генерируемых в трубопроводе импульсов упругих колебаний и сравнении накопленного сигнала с полученным ранее на трубопроводе без нарушений.

2. Предложены полная и базовая математические модели виброакустического сигнала, фиксируемого на поверхности трубопровода при ударном воздействии. Проведено моделирование на макете трубопровода длиной пять метров и на действующем участке трубопровода длиной 200м с добавлением шумовой составляющей, соответствующей реальным условиям перекачки продукта. Наиболее достоверные результаты были получены на основе полной модели. Для макета трубопровода длиной пять метров коэффициент корреляции аналитического и эмпирического амплитудного спектра составил 0,95. Для действующего участка трубопровода протяженностью 200м данное значение равно 0,89. Абсолютная ошибка при сравнении с эмпирическим сигналом составила 3,4дБ для трубы длиной пять метров и 2,4дБ для трубы длиной 200м с перекачиваемой жидкостью. Максимальная относительная ошибка составила 6,4%.

3. По результатам математического моделирования функционирования разработанного способа в условиях значительного зашумления полезного сигнала помехой, соответствующей реальным условиям эксплуатации трубопровода, установлено повышение отношения сигнал/шум более чем в 30 раз при накоплении 1000 импульсов, при этом отношение сигнал/шум повысилось с 0,027 до 0,84, а коэффициент корреляции накопленного сигнала с исходным сигналом без шума - с 0,13 до 0,98.

4. Определены вероятности ошибок первого и второго рода при обнаружении имитаторов несанкционированной деятельности на действующем трубопроводе предложенным способом. Установлено, что при использовании энергии сигнала в качестве признака нарушения ошибки первого и второго рода на действующем трубопроводе составили 0.017 и 0.025 соответственно.

5. Создана регрессионная модель затухания упругих колебаний в заглубленной трубе на основе двухуровневого полнофакторного эксперимента, отражающая зависимость коэффициента затухания упругих волн от частоты упругих колебаний, влажности грунта и глубины погружения трубы в грунт.

6. Определены зоны частотного спектра распространяющегося виброакустического сигнала с наибольшей информативностью при возникновении имитаторов нарушений на действующем трубопроводе протяженностью 500м диаметром 400мм и макете трубы длиной 4м с диаметром 50мм. На действующем трубопроводе зафиксировано восемь частотных диапазонов с максимальным снижением амплитуды сигнала в интервале 43-215Гц на 4,16 дБ для частоты 43 Гц при возникновении шурфа с площадью оголения поверхности, составляющей 0,1% от всей площади контролируемого объекта. На макете трубопровода зафиксировано три частотных диапазона с максимальным снижением амплитуды в интервале 474-1335 Гц на 9,2дБ для частоты 947 Гц при возникновении шурфа площадью 5% от всей площади трубы и на 6,7дБ в интервале 172-603Гц для частоты 431 Гц при возникновении инородного объекта на труbe с площадью контакта 0,16%. Результаты дают основания для разработки методики выявления информативных диапазонов частот виброакустического сигнала на действующих трубопроводах с последующей корректировкой настроек системы контроля под предполагаемые нарушения.

7. Результаты работы внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО «СибАДИ», использованы в исследовательской работе ООО «Энергосервис» и включены в отчеты о НИР:

- «Разработка комплексированной технологии оперативного выявления террористических угроз на магистральных продуктопроводах» (государственный контракт № П215 от 22.07.09);
 - «Разработка технологии предупреждения чрезвычайных ситуаций техногенного характера на линейной части магистральных подземных продуктопроводах» (соглашение №14.B37.21.0648 от 20.08.12);
 - «Разработка программно-аппаратного комплекса для распознавания видов нарушений режима охраны на основе сигналов, получаемых с протяженных трубопроводных сетей внутри охраняемого объекта» по программе «СТАРТ» (рег. номер 01201277730 от 29.07.2013) при поддержке фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере;
 - «Совершенствование активного виброакустического способа контроля состояния линейной части магистральных трубопроводов» (договор №17-08-01560\17 от 06.04.2017) при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований.

Выполненные исследования позволили предложить решение важной научной проблемы контроля состояния магистральных трубопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Транспорт в России. 2009: Стат.сб./ Росстат.- Т65 М., 2009. - 215 с.
2. Вынужденная остановка // Федеральный информационный портал REGIONS.RU/«НОВОСТИ ФЕДЕРАЦИИ». URL:
<http://www.regions.ru/news/2380288/> (дата обращения 27.05.2012).
3. Горящая нефть затопила город в Мексике, около 30 человек погибло // Официальный сайт партии «Единая Россия». URL:
<http://old.er.ru/text.shtml?17/6390,110989> (дата обращения 27.05.2012).
4. Чужая нефть // Издательская группа «Восточно-Сибирская правда». URL:
<http://www.vsp.ru/economic/2009/05/16/462659> (дата обращения 27.05.2012).
5. Российское телевидение рассказало о нелегальном нефтяном бизнесе // Ежедневное интернет-издание «Пресс-Волга». URL: [http://press-volga.ru/2011-11-22/7/>. \(дата обращения 27.05.2012\).](http://press-volga.ru/2011-11-22/7/>.)
6. В Краснодарском крае обнаружена слишком сложная система нелегальных нефтепроводов // Информационное агентство Neftegaz.RU Intl. URL:
<http://neftegaz.ru/news/view/154066-V-Krasnodarskom-krae-obnaruzhena-slishkom-slozhnaya-sistema-nelegalnyh-nefteprovodov> (дата обращения 13.05.2017).
7. Информация о работе подразделений безопасности ОАО «АК «Транснефть» [Электронный ресурс] // Транснефть. 2013. URL:
<http://www.transneft.ru/files/2013-01/sgBHMOLZn5fcvai.pdf> (дата обращения 20.09.2015).
8. Потери «Транснефти» от хищений составляют более 1 млрд рублей в год // Газета «Маркер». URL: <http://www.marker.ru/news/510427#content> (дата обращения 27.05.2012).
9. Пат. 2286509 РФ, МПК F17D5/02, G08C25/00. Способ контроля протяженного объекта и устройство для его реализации / Хоменко В.И., Винниченко С.А., Молчанов В.В. (РФ). №2005114712/09; заявл. 16.05.2005; опубл. 27.10.2006.
10. Пат. 2334163 РФ, МПК F17D5/00, F16L55/26, G01M3/00. Система видеонаблюдения за опасным участком магистрального газопровода / Хоменко

В.И., Винниченко С.А., Молчанов В.В. (РФ). №2007105552/06; заявл. 14.02.2007; опубл. 20.09.2008.

11. System and method for detecting, locating and discerning an approach towards a linear installation: пат. 0251343 А1 США №10750901, МПК G01V 1/00 Ron Zehavi, Yehud. - N 11/107,647; заявл. 14.04.2005; опубл. 10.11.2005; НПК 702/18.

12. System and method for securing an infrastructure: Пат. 0096896 А1 США, МПК G08B 19/00 (2006.01) Virginia Ann Zingelewicz, Helena Goldfarb, Corey Nicholas Bufl, Steven Hector Azzaro, Jeffrey Scott Thetford. - N 11/260,897; заявл. 28.20.2005; опубл. 03.05.2007; НПК 340/522.

13. System and method for generation a threat alert: Пат. 0245026 А1 США, МПК H04B 1/10 (2006.01) Corey Nicholas Bufl, Sahika Genc. - N 12/054,510; заявл. 25.3.2008; опубл. 01.10.2009; НПК 367/135.

14. System and method for monitoring infrastructure: Пат. 0013627 А1 США, МПК G08B 1/08 (2006.01), G08B 23/00 (2006.01) Corey Nicolas Bufl, Steven Hector Azzaro, Peter Sam Allison - N 12/175,085; заявл. 17.07.2008; опубл. 21.01.2010; НПК 340/533, 340/500, 340/539.1.

15. Пат. 2273888 РФ, МПК7 G 08 B 25/10%F 17 D 5/02. Способ обнаружения места утечки или несанкционированного отбора нефти на линейной части магистрального нефтепровода / Ахметов Д.К., Кушнарев В.И., Соломонов Ю.С., Жириухин Ю.Н., Французов В.А. (РФ). №2005131056/11; заявл. 07.10.2005; опубл. 10.04.2006.

16. Optical fiber pipeline monitoring system and method field: Пат. 0007996 А1 США, МПК G02B 6/00 (2006.01) John S. Huffman. - N 12/498,545; заявл. 07.07.2009; опубл. 13.01.2011; НПК 385/13.

17. Снаряд-дефектоскоп для контроля отверстий в стенках внутри трубопровода : Пат. 2265816 Россия, МПК7 G 01 M 3/00%F 17 D 5/02 / Синев А. И., Плотников П. К., Мусатов В. Ю.; Газприборавтоматикасервис. - N 2003126841/28; Заявл. 01.09.2003; Опубл. 10.12.2005.

18. Детектирование расхода жидкости в трубопроводе и его повреждения. Fluid flow detector : Пат. 6940409 США, МПК7 G 08 B 21/00; Potter Electric Signal

Co., Green Timothy M. - N 10/214814; Заявл. 08.08.2002; Опубл. 06.09.2005; НПК 340/603.

19. Способ бесконтактного выявления местоположения и характера дефектов металлических сооружений и устройство для его осуществления : Пат. 2264617 Россия, МПК7 G 01 N 27/82%G 01 V 3/08; Горошевский В.П., Камаева С.С., Колесников И.С. - N 2001113728/28; Заявл. 23.05.2001; Опубл. 20.11.2005.

20. Способ обнаружения места утечки или несанкционированного отбора нефти на линейной части магистрального нефтепровода : Пат. 2273888 Россия, МПК7 G 08 B 25/10%F 17 D 5/02; Ахметов Д.К., Кушнарев В.И., Соломонов Ю.С., Жириухин Ю.Н., Французов В.А.. - N 2005131056/11; Заявл. 07.10.2005; Опубл. 10.04.2006.

21. Нелинейный акустический способ обнаружения трещин и их местоположений в конструкции и устройство для его реализации : Пат. 2274859 Россия, МПК7 G 01 N 29/04; Казаков В.В.. - N 2004124905/28; Заявл. 17.08.2004; Опубл. 20.04.2006.

22. Система внутритрубной диагностики трубопровода : Пат. 2279652 Россия, МПК7 G 01 M 3/28 / Андреев С.П., Шейнман Л.Е.; Регион. некоммерч. фонд поддержки и разв. петербург. науки и культуры. - N 2003100266/28; Заявл. 04.01.2003; Опубл. 10.07.2006.

23. Способ и устройство для измерения расхода газа в потоке : Пат. 2279637 Россия, МПК7 G 01 F 1/00; Екатеринин В.В. - N 2000123830/28; Заявл. 19.09.2000; Опубл. 10.07.2006.

24. Устройство для сохранения постоянства расхода газа при дефектоскопии газопровода : Пат. 2279670 Россия, МПК7 G 01 N 27/82%F 17 D 5/06 / Коваленко А.Н., Седых А.А., Седых А.Д.; ОАО Автогаз. - N 2004129971/28; Заявл. 18.10.2004; Опубл. 10.07.2006.

25. Система для обнаружения места разрыва трубопровода : Пат. 2276304 Россия, МПК7 F 17 D 5/06 / Кармазинов Ф.В., Заренков В.А., Дикарев В.И.; Гос. Унитар. Предприятие Водоканал Санкт-Петербурга. - N 2004130951/06; Заявл. 21.10.2004; Опубл. 10.05.2006.

26. Внутритрубный детектор врезок (варианты) : Пат. 2280810 Россия, МПК7 F 17 D 5/00%G 01 N 27/83 / Гаврюшин А.Ф., Иващенко С.В., Гусев В.Н., Ермохин А.П., Немчинов А.А., Почепаев С.Н., Теврюков М.Н., Урядов А.С., Ферчев Г.П., Цацуев М.С.; ООО НТЦ Нефтегазспецпроект. - N 2005103113/06; Заявл. 08.02.2005; Опубл. 27.07.2006.

27. Вибрационный способ диагностики начала процесса разрушения в элементах конструкции объекта : Пат. 2284518 Россия, МПК7 G 01 N 29/04 / Нариманов Т.В.; Нариманов М.В.. - N 2005108875/28; Заявл. 29.03.2005; Опубл. 27.09.2006.

28. Способ контроля протяженного объекта и устройство для его реализации : Пат. 2286509 Россия, МПК8 F 17 D 5/02%G 08 C 25/00; Хоменко В.И., Винниченко С.А., Молчанов В.В.. - N 2005114712/09; Заявл. 16.05.2005; Опубл. 27.10.2006.

29. Устройство для определения места дефекта термоизолации продуктопровода : Пат. 2287108 Россия, МПК8 F 17 D 5/00%F 17 D 5/02 / Коршунов Геннадий Иванович; Переверзев В.Л., Александров А.А.. - N 2005102117/06; Заявл. 24.01.2005; Опубл. 10.11.2006.

30. Устройство размагничивания магистральных трубопроводов : Пат. 2285254 Россия, МПК8 G 01 N 27/82%H 01 F 13/00; ЗАО Диагностич. НТЦ Дефектоскопия, Шелихов Г.С., Лозовский В.Н., Красильников В.А., Бондал А.Г. - N 2005127432/28; Заявл. 01.09.2005; Опубл. 10.10.2006.

31. Устройство для определения места и времени появления утечек в магистральных трубопроводах : Пат. 2291345 Россия, МПК7 F 17 D 5/02%G 01 M 3/24 / Игошин Е.К., Еремин И.Ю.; Федерал. гос. учрежд. Самарс. ЦСМ. - N 2005114202/06; Заявл. 11.05.2005; Опубл. 10.01.2007.

32. Система оперативного дистанционного контроля состояния изоляции трубопроводов с теплоизоляцией из пенополиуретана, способ и устройство контроля : Пат. 2289753 Россия, МПК7 F 17 D 5/06%G 01 R 31/00 / Энтони К, Кухтин В.Г., Поляков В.А., Юшкин А.В.; ЗАО МосФлоулайн. - N 2005135932/06; Заявл. 18.11.2005; Опубл. 20.12.2006.

33. Секция внутритрубного дефектоскопа : Пат. 2293315 Россия, МПК7 G 01 N 27/83%F 17 D 5/06; Попович А.М., Косткин М.Д., Лисин С.Е.. - N 2005123406/28; Заявл. 19.07.2005; Опубл. 10.02.2007.

34. Система контроля за состоянием подземного трубопроводов и детектор, используемый для этого. Leak detection method and system in nonmetallic underground pipes : Пат. 7095222 США, МПК7 G 01 N 27/00%G 01 R 27/08; Geo Estratos, S. A. de C. V., Dávila Vincente González. - N 11/257875; Заявл. 25.10.2005; Опубл. 22.08.2006; НПК 324/71.1.

35. Способ контроля и обнаружения дефектов на трубопроводах из ферромагнитных материалов : Пат. 2294482 Россия, МПК7 F 17 D 5/02%G 01 N 27/82; Сабирзянов Т.Г., Сабирзянов М.Т., Мухаметшин Р.Р. - N 2005132032/06; Заявл. 18.10.2006; Опубл. 27.02.2007.

36. Устройство системы датчиков внутритрубного дефектоскопа (варианты) : Пат. 2293312 Россия, МПК7 G 01 N 27/82%G 01 N 29/04; Попович А.М., Косткин М.Д., Лисин С.Е.. - N 2005123408/28; Заявл. 19.07.2005; Опубл. 10.02.2007

37. Магнитная система внутритрубного дефектоскопа : Пат. 2293314 Россия, МПК7 G 01 N 27/83; Попович А.М., Косткин М.Д., Лисин С.Е.. - N 2005118119/28; Заявл. 03.06.2005; Опубл. 10.02.2007.

38. Способ обнаружения дефектов внутрипромысловых трубопроводов : Пат. 2301941 Россия, МПК7 F 17 D 5/02 / Валеев М.Х., Лаптев А.А., Галлямов И.И., Галлямов А.И., Надршин Р.Ф.; ОАО Татнефть. - N 2006101137/06; Заявл. 12.01.2006; Опубл. 27.06.2007.

39. Магистральный проходной магнитный дефектоскоп : Пат. 2303779 Россия, МПКГ 01 N 27/83 (2006.01) / Коваленко А.Н., Седых А.А.; ОАО АВТОГАЗ. - N 2005141195/28; Заявл. 27.03.2006; Опубл. 27.07.2007.

40. Внутритрубный снаряд-дефектоскоп с одометрами : Пат. 2306479 Россия, МПКF 17 D 5/02 (2006.01) / Синев А.И., Плотников П.К., Никишин В.Б.; ЗАО Газприборавтоматикасервис. - N 2005125880/06; Заявл. 15.08.2005; Опубл. 20.09.2007.

41. Устройство бесконтактного магнитометрического контроля состояния металла трубопровода : Пат. 2306554 Россия, МПКГ 01 N 27/72 (2006.01) / Пужайло А.Ф., Кривдин А.Ю., Вититнев О.Ю., Москаleva M.B., Шугаев В.Г., Спиридович Е.А., Запевалов Д.Н., Бутусов Д.С.; ОАО Гипрогазцентр. - N 2006108285/28; Заявл. 16.03.2006; Опубл. 20.09.2007.

42. Способ определения места течи в напорном трубопроводе и устройство для его осуществления : Пат. 2305263 Россия, МПКГ 01 М 3/08 (2006.01)%F 17 D 5/06 (2006.01); Заренков В.А., Заренков Д.В., Дикарев В.И., Койнаш Б.В. - N 2005130469/28; Заявл. 23.09.2005; Опубл. 27.08.2007.

43. Аппарат и метод для обнаружения дефектов трубопровода. Apparatus and method for detecting pipeline defects : Пат. 7164476 США, МПКГ 01 N 21/88 (2006.01)%G 01 N 15/00 (2006.01); OYO Corp. U. S. A., Shima Hiromasa, Karasaki Kenzi, Iseley David Thomas, Goebuchi Toru, Sano Ko, Iinuma Hiroyuki. - N 10/258974; Заявл. 30.05.2001; Опубл. 16.01.2007; НПК 356/241.1.

44. Система для диагностики технического состояния магистрального газопровода с запорно-регулирующей арматурой : Пат. 2309323 Россия, МПКФ 17 D 5/02 (2006.01) / Власов С.В., Губанок И.И., Дудов А.Н., Егурцов С.А., Митрохин М.Ю., Пиксайкин Р.В., Салюков В.В., Сеченов В.С., Степаненко А.И., Харионовский В.В., Хороших А.В.; ООО Газпромэнергодиагностика. - N 2006121903/06; Заявл. 21.06.2006; Опубл. 27.10.2007.

45. Способ определения мест утечек углеводородных компонент из подземного магистрального трубопровода : Пат. 2308640 Россия, МПК17 D 5/02 (2006.01)%G 01 М 3/04 (2006.01) / Ильинский А.В., Титкина Т.А., Шиканова Л.А., Лобачева Н.Г.; Шиканов Е.А. - N 2006109182/06; Заявл. 23.03.2006; Опубл. 20.10.2007.

46. Система для контроля утечки газа из магистрального газопровода : Пат. 2315230 Россия, МПКФ 17 D 5/02 (2006.01) / Власов С. В., Губанок И. И., Дудов А. Н., Егурцов С. А., Митрохин М. Ю., Пиксайкин Р. В., Салюков В. В., Сеченов В. С., Степаненко А. И., Харионовский В. В., Хороших А. В.; ООО

Газпромэнергодиагностика. - N 2006124311/06; Заявл. 07.07.2006; Опубл. 20.01.2008.

47. Устройство для определения расстояния, пройденного внутритрубным снарядом-дефектоскопом с одометрами : Пат. 2316782 Россия, МПКГ 01 R 33/07 (2006.01)%G 01 S 17/00 (2006.01) / Синев А. И., Плотников П. К., Никишин В. Б., Чеботаревский Ю. В., Чигирев П. Г.; ЗАО Газприборавтоматикасервис, Гос. образ. учрежд. высш. образ. Саратов. ГТУ. - N 2006136766/28; Заявл. 16.10.2006; Опубл. 10.02.2008.

48. Способ и устройство для контроля трубопроводов : Пат. 2312334 Россия, МПКГ 01 N 29/40 (2006.01) / Криг Вольфганг, Хутгер Ахим; ПИИ ПАЙПТРОНИКС ГМБХ. - N 2003121265/28; Заявл. 09.07.2003; Опубл. 10.12.2007.

49. Способ диагностики состояния магистрального трубопровода : Пат. 2318203 Россия, МПКГ 01 N 23/18 (2006.01) / Усенков А. В., Шиканова Л. А., Лобачева Н. Г., Титкина Т. А.; Шиканов Е. А. - N 2006119911/28; Заявл. 07.06.2006; Опубл. 27.02.2008.

50. Внутритрубный инспекционный снаряд с управляемой скоростью движения : Пат. 2318158 Россия, МПКФ 17 D 5/00 (2006.01)%F 16 L 55/26 (2006.01) / Синев А. И., Сапунков Я. Г., Рамзаев А. П., Братчиков Д. Ю.; ЗАО Газприборавтоматикасервис. - N 2006113445/06; Заявл. 20.04.2006; Опубл. 27.02.2008.

51. Устройство для определения местонахождения утечек в магистральных трубопроводах : Пат. 2302584 Россия, МПКФ 17 D 5/03 (2006.01) / Кармазинов Ф. В., Заренков В. А., Дикарев В. И.; Гос. Унитарн. Предприятие Водоканал Санкт-Петербурга. - N 2006100209/06; Заявл. 10.01.2006; Опубл. 10.07.2007.

52. Устройство сигнализации прохождения по трубопроводу магнитонесущего инспекционного снаряда : Пат. 2321027 Россия, МПКГ 01 V 3/165 (2006.01)%G 01 N 27/83 (2006.01) / Иванов Ю. В., Киселев Ю. Ф.; ООО фирма Саратовгазприборавтоматика. - N 2006126495/28; Заявл. 20.07.2006; Опубл. 27.03.2008.

53. Устройство для измерения расхода газа : Пат. 2319932 Россия, МПКГ 01 F 1/34 (2006.01) / Семенов И. А., Григорьев П. Р., Тимофеев Л. В.; ООО Октан-Инжиниринг. - N 2005140496/28; Заявл. 23.12.2005; Опубл. 20.03.2008.

54. Устройство корреляционного анализа : Пат. 2326379 Россия, МПКГ 01 N 29/04 (2006.01)%F 17 D 5/06 (2006.01) / Балабаев А. Н., Беляев Г. Е., Быков Ю. П., Савин С. М., Турчин А. В., Турчин В. И., Шумшуров А. В.; Федерал. гос. унитар. предприятие Гос. научн. центр РФ Ин-т теор. и эксперим. физики. - N 2006141209/28; Заявл. 21.11.2006; Опубл. 10.06.2008.

55. Комплексный способ обнаружения неметаллических трубопроводов и повреждений на них : Пат. 2328020 Россия, МПКГ 01 V 3/08 (2006.01) / Бороздин А. Н., Виглин Н. А., Гусев В. Н., Кузнецов В. Л., Овцын В. Е., Чуваев С. И.; ООО Комприбор-ТТК. - N 2005131762/28; Заявл. 13.10.2005; Опубл. 27.06.2008.

56. Автономно управляемый робот для контроля внутренних поверхностей трубопроводов. Autonomous robotic crawler for in-pipe inspection : Пат. 7210364 США, МПКГ 01 M 19/00 (2006.01); Ghorbel Fathi Hassan, Dabney James Bruster, Steger J. Ryan, Thomas Cliff Avery, Spanos Demetri Polychronis, Lowry Nathan Christopher, Seto Betty Wingyi. - N 10/272846; Заявл. 17.10.2005; Опубл. 01.05.2007; НПК 73/865.8.

57. Способ определения геометрических координат преобразователей акустической эмиссии : Пат. 2330277 Россия, МПКГ 01 N 29/14 (2006.01) / Алякритский А. Л., Терентьев Д. А., Ростовцев М. Ю.; ООО ИНТЕРЮНИС. - N 2006146844/28; Заявл. 28.12.2006; Опубл. 27.07.2008.

58. Магнитная система трубного дефектоскопа : Пат. 2327980 Россия, МПКГ 01 N 27/82 (2006.01); Попович А. М., Косткин М. Д., Лисин С. Е. - N 2006123378/28; Заявл. 23.06.2006; Опубл. 27.06.2008.

59. Устройство системы датчиков внутритрубного дефектоскопа : Пат. 2325634 Россия, МПКГ 01 N 27/82 (2006.01)%G 01 N 29/04 (2006.01); Попович А. М., Косткин М. Д., Лисин С. Е. - N 2006123377/28; Заявл. 23.06.2006; Опубл. 27.05.2008.

60. Способ настройки измерительной системы внутритрубного дефектоскопа и устройство настройки : Пат. 2325635 Россия, МПКГ 01 Н 27/82 (2006.01); Попович А. М., Косткин М. Д., Лисин С. Е. - N 2006135452/28; Заявл. 03.10.2006; Опубл. 27.05.2008.

61. Магистральный трубопровод для контроля утечек и определения местоположения утечки : Пат. 2333419 Россия, МПКФ 17 D 5/02 (2006.01) / Иссель Вольфганг; АРЕВА НП ГМБХ. - N 2006141248/06; Заявл. 04.02.2006; Опубл. 10.09.2008.

62. Способ регулирования движения аппарата для внутритрубного обследования и аппарат для его осуществления : Пат. 2329432 Россия, МПКФ 17 D 5/00 (2006.01) / Козырев Н. Б., Петров В. И.; Козырев Б. В., Скворцов А. Е. - N 2006135139/06; Заявл. 05.10.2006; Опубл. 20.07.2008.

63. Внутритрубное транспортное устройство и способ перемещения его в магистральном трубопроводе с заданной равномерной скоростью : Пат. 2334563 Россия, МПКВ 08 В 9/049 (2006.01) / Шолом В. Ю., Хасанов И. Ф., Струговец С. А., Акульшин М. Д.; ООО хозрасчет. творч. центр Уфим. авиац. ин-та. - N 2007100811/12; Заявл. 09.01.2007; Опубл. 27.09.2008.

64. Внутритрубный снаряд-дефектоскоп с колесными одометрами : Пат. 2334980 Россия, МПКГ 01 Н 27/83 (2006.01)%F 17 D 5/02 (2006.01) / Синев А. И., Никишин В. Б., Чигирев П. Г., Плотников П. К.; ЗАО Газприборавтоматикасервис. - N 2007115250/28; Заявл. 23.04.2007; Опубл. 27.09.2008.

65. Система видеонаблюдения за опасным участком магистрального газопровода : Пат. 2334164 Россия, МПКФ 17 D 5/02 (2006.01)%G 01 М 3/02 (2006.01) / Власов С. В., Губанок И. И., Дудов А. Н., Егурцов С. А., Ланчаков Г. А., Митрохин М. Ю., Пиксайкин Р. В., Салюков В. В., Сеченов В. С., Степаненко А. И., Хороших А. В.; ООО Газпромэнергодиагностика. - N 2007105553/06; Заявл. 14.02.2007; Опубл. 20.09.2008.

66. Способ определения расхода газа через негерметичный затвор запорно-регулирующей арматуры магистрального газопровода : Пат. 2334163 Россия, МПКФ 17 D 5/00 (2006.01)%F 16 L 55/26 (2006.01) / Власов С. В., Губанок И. И.,

Дудов А. Н., Егурцов С. А., Ланчаков Г. А., Пиксайкин Р. В., Салюков В. В., Севенов В. С., Степаненко А. И.; ООО Газпромэнергодиагностика. - N 2007105552/06; Заявл. 14.02.2007; Опубл. 20.09.2008.

67. Устройство для измерения расхода транспортируемой среды в трубопроводах : Пат. 2339004 Россия, МПКГ 01 F 1/46 (2006.01) / Стрижко Юрий Владимирович; ЗАО СибКОТЭС. - N 2006145797/28; Заявл. 21.12.2006; Опубл. 20.11.2008.

68. Электромагнитный расходомер : Пат. 2339005 Россия, МПКГ 01 F 1/58 (2006.01) / Ара Куниаки, Кономура Мамору, Тиказава Еситака, Аизава Коусуке, Аизава Риу, Тагути Дзунзо, Кацуки Кендзи, Такесима Нориюки, Симизу Такеси; Джэпан Этомуик Энерджи Эйдженси. - N 2006107332/28; Заявл. 09.03.2006; Опубл. 20.11.2008.

69. Способ определения места и характерного размера течи в подземном трубопроводе : Пат. 2343344 Россия, МПКФ 17 D 5/02 (2006.01); Заренков В. А., Заренков Д. В., Дикарев В. И. - N 2007130749/06; Заявл. 01.08.2007; Опубл. 10.01.2009.

70. Способ обнаружения дефектов внутрипромысловых трубопроводов : Пат. 2347136 Россия, МПКФ 17 D 5/02 (2006.01)%F 17 D 5/06 (2006.01); Николаев А.М., Николаев Е.А.. - N 2007142585/06; Заявл. 19.11.2007; Опубл. 20.02.2009.

71. Устройство для обследования трубопроводов, содержащее центрированную головку : Пат. 2343336 Россия, МПКФ 16 L 55/40 (2006.01)%F 17 D 5/00 (2006.01) / Сулябай Ив, Брэн Жоэль; Коммисариат а л'Энержи Атомик (FR), Компани Женераль де Матьер Нюклэр. - N 2006101223/06; Заявл. 14.06.2004; Опубл. 10.01.2009.

72. Электромагнитный акустический преобразователь : Пат. 2345356 Россия, МПКГ 01 N 29/24 (2006.01) / Пэйдж Дэвид, Мерсел Роберт Эндрю, Сауэрби Ян; Пи Ай Ай Лимитед. - N 2006101406/28; Заявл. 18.06.2004; Опубл. 27.01.2009.

73. Способ контроля и диагностики состояния трубопровода и устройство для его осуществления : Пат. 2345344 Россия, МПКГ 01 M 3/24 (2006.01) / Толстунов С. А., Мозер С. П., Толстунов А. С.; Гос. образ. учрежд. высш. проф.

образ. С-Петербург. гос. горн. ин-т. - N 2007141540/28; Заявл. 08.11.2007; Опубл. 27.01.2009.

74. Электромагнитный расходомер : Пат. 2343423 Россия, МПКГ 01 F 1/58 (2006.01) / Вельт И. Д., Калашникова Г. В., Михайлова Ю. В., Садовая З. И.; ОАО НИИТеплоприбор. - N 2007116437/28; Заявл. 03.05.2007; Опубл. 10.01.2009.

75. Внутритрубное транспортное средство : Пат. 2347974 Россия, МПКФ 17 D 5/00 (2006.01)%F 16 L 55/26 (2006.01); Амиров Р.М., Скворцов В.Е.. - N 2007128482/06; Заявл. 24.07.2007; Опубл. 27.02.2009.

76. Чувствительный оптический кабель для системы детектирования утечек продукта : Пат. 2340881 Россия, МПКГ 01 M 3/00 (2006.01) / Кукушкин С.А., Мирионов С.В., Спирин В.В., Шлягин М.Г.; ООО ДАТЧИК. - N 2006120321/28; Заявл. 05.06.2006; Опубл. 10.12.2008.

77. Способ контроля и диагностики состояния трубопровода : Пат. 2350833 Россия, МПКФ 17 D 5/00 (2006.01) / Толстунов С.А., Мозер С.П., Толстунов А.С.; С.-Петербург. гос. горн. ин-т. - N 2008101598/06; Заявл. 15.01.2008; Опубл. 27.03.2009.

78. Щербинин В.Е., Костин В.Н., Смородинский Я.С. и др. О необходимых мерах по обеспечению безопасной эксплуатации трубопроводного транспорта средствами неразрушающего контроля. – Дефектоскопия, 2011, №12, с. 77-90.

79. Епифанцев Б.Н., Пятков А.А., Федотов А.А. Концепция обеспечения безопасной работы магистральных трубопроводов в условиях внешних воздействий. – Безопасность труда в промышленности, 2013, № 12, с. 42-49.

80. Епифанцев Б.Н., Шелупанов А.А. Conception of interconnecting security system for trunk pipelines against intended threats. – Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1, с. 28-34, <http://www.ogbus.ru>.

81. Федотов, А. А. Аналитическое исследование проблемы обнаружения и предотвращения хищений продуктов из магистральных продуктопроводов / А. А. Федотов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2013. – № 9. – С. 43–48.

82. Безопасность эксплуатации трубопроводов в 2010 г. // ООО НПФ «ТОРИ». URL: <http://www.torinsk.ru/publication/29-bt2010.html> (дата обращения 27.05.2012).
83. Присосавшиеся // Электронный журнал «Русский репортер». URL: <http://rusrep.ru/2010/26/truba/> (дата обращения 27.05.2012).
84. Leakage detection using fiber optics distributed temperature monitoring. 11th SPIE Annual International Symposium on Smart Structures and Materials. March 14-18, 2004, San Diego, California, USA, Proc, SPIE VOL 5384, pp.18-25.
85. Суворова Е. Вне зоны доступа. – Трубопроводный транспорт нефти, 2012, №6, с. 34-35.
86. Введенский Б. Технологии охраны периметров: новинки сезона. – Мир и безопасность, 2006, № 4, с. 110-118.
87. Буденков Г.А., Недзвецкая О.В., Сергеев В.Н., Злобин Д.В. Оценка возможности метода акустической эмиссии при контроле магистральных трубопроводов. – Дефектоскопия, 2000, № 2, с. 29–36.
88. Баранов Н., Вальчук А., Данилов С. Система обнаружения повреждений трубопроводов «Капкан». – Алгоритмы безопасности, 2005, № 4, с. 90-91.
89. Супрунчик В.В. Безопасность трубопроводного транспорта углеводородов. – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2007, №6, с. 51-54.
90. Епифанцев Б.Н., Федотов А.А. Способ обнаружения изменений параметров среды в окружении заглубленного магистрального трубопровода. – Патент 2463590 РФ МПК G01N29/04, опуб. 10.10.2012.
91. Копейкин, С. А. Подход к нейтрализации угроз безопасности трубопроводного транспорта / С. А. Копейкин, А. А. Федотов // Динамика систем, механизмов и машин : материалы IX международной научно-технической конференции / ОмГТУ. – Омск, 2014. № 4. С. 231 – 234.

92. Неразрушающий контроль: Справочник: В 8 т. / Под общ. ред. В.В.Клюева Т.З. И.Н.Ермолов, Ю.В.Ланге. Ультразвуковой контроль. - М.: Машиностроение, 2006. - 864 с.
93. Епифанцев, Б. Н. К оценке чувствительности виброакустической системы обнаружения локальных возмущений параметров среды в окружении магистрального трубопровода / Б. Н. Епифанцев, А. А. Пятков, А. А. Федотов // Дефектоскопия. – 2015. – № 2. – С. 17–26.
94. Лапшин Б.М., Овчинников А.Л. Исследования распространения упругих волн в трубах с жидкостью при акустико-эмиссионном обнаружении утечек. – Дефектоскопия, 1998, №7, с. 25-32.
95. Рабинович С. Г. Р12. Погрешности измерений. — Л.: Энергия. 1978, — 262 с, ил.
96. Тимошенко С. П., Янг Д. Х., Уквер У. Колебания в инженерном деле/Пер. с англ. Л. Г. Корнейчука; Под ред. Э. И. Григорюка. – М.: Машиностроение, 1985. – 472 с.
97. Миронов М.А., Пятаков П.А., Андреев А.А. Вынужденные изгибные колебания трубы с потоком жидкости // Акустический журнал. – 2010. – Том 56, №5. – С. 684-692.
98. Андronov, И.Н. Ресурс надземных трубопроводов. В 2-х ч. Ч. 1. Факторы, ограничивающие ресурс. Стандартные методы испытаний / И.Н. Андronов, А.С. Кузьбожев, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 272 с.: ил.
99. Федотов А. А. Математическая модель упругих колебаний трубопровода при ударном воздействии / А. А. Федотов // Международный научно-технический журнал.
100. Голдсмит В. Удар. Теория и физические свойства соударяемых тел / В. Голдсмит; пер. с англ. М.С. Лужиной и О.В. Лужина. М.: Изд-во литературы по строительству, 1965. 448 с.
101. Тарасов В.В. Экологическая статистика: справочник. К.: Центр научной литературы, 2008. 392 с.

102. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Изд. 6-е, стереотипное. М.: Высшая школа, 1997.

103. Федотов, А. А. Автоматизированная система предотвращения террористической деятельности на магистральных трубопроводах / А. А. Федотов // Россия молодая: передовые технологии – в промышленность! : материалы IV Всерос. молодежной науч.-техн. конф. с междунар. участием, 15-17 нояб. 2011г.: в 2 кн. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2011. – С. 128–131.

104. Способ дистанционного обнаружения изменения состояния рельсового пути перед движущимся поездом : пат. 2490153 Рос. Федерации : МПК B 61 K 9/08 (2006.01), B 61 L 1/06 (2006.01), B 61 L 23/04 (2006.01), G 01 N 29/04 (2006.01) / Б. Н. Епифанцев, Р. А. Ахмеджанов, А. А. Федотов ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственный центр "Энергосервис". – № 2011151206/11; заявл. 14.12.2011; опубл. 20.08.2013; Бюл. № 11.

105. Матвеев Ю.Н., Симончик К.К., Тропченко А.Ю., Хитров М.В. ЦИФРОВАЯ ОБРАБОТКА СИГНАЛОВ Учебное пособие по дисциплине "Цифровая обработка сигналов". – СПб: СПбНИУ ИТМО, 2013. – 1 66 с.

106. Программный модуль для определения координаты нарушителя в охраняемой зоне "SensWall Detect". Программа для ЭВМ № 2013617544 / С. А. Копейкин, А. А. Федотов – Зарегистр. в реестре программ для ЭВМ 20.09.2013.

107. Пятков, А. А. Программно-аппаратный комплекс предотвращения несанкционированной деятельности на магистральных продуктопроводах / А. А. Пятков, А. А. Федотов // Сборник научных трудов SWorld. Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании «2011». – Выпуск 4. Том 1. – Одесса: Черноморье, 2011. – 411-0874 – С. 88–92.

108. Макаров А.А., Чиненков Л.А. Основы теории помехоустойчивости дискретных сигналов: Уч. пособие. – Новосибирск: СибГАТИ, 1997.

109. Федотов, А. А. Оценка эффективности активного виброакустического способа контроля состояния линейной части магистральных продуктопроводов / А.

А. Федотов // Сборник научных трудов : Материалы III Международной научно-практической конференции «Современная наука: теоретический и практический взгляд». Таганрог – 2015. – С. 82–85.

110. Николаева Е.Д. Разработка акустико-эмиссионного метода непрерывного контроля герметичности подводных трубопроводов // Диссерт. на соиск. уч. степ. к.т.н. по специальности 05.11.13, 1991, Томский политехн. унив-т, 220 с.

111. Лапшин Б.М., Николаева Е.Д., Рубинович И.М. Анализ затухания звука в трубе с жидкостью при акустико-эмиссионном контроле герметичности продуктопроводов // Дефектоскопия, 1991, №2, с.80-88.

112. Стрижков С.А., Винклер О.Н. Исследование характера распространения упругих колебаний в трубах при акустико-эмиссионном контроле // Неразрушающий контроль и диагностика трубопроводов, 1988, С.15-21.

113. Холодов В.И. Планирование экспериментов в гидробиологических исследованиях / под. ред. В.Н. Еремеева; Институт биологии южных морей им. А.О. Ковалевского. – Севастополь. – 2014. – 182 с.

114. Безопасность жизнедеятельности: учебник для вузов / С. Б. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козыяков и др.; Под общ. Ред. С.В. Белова. 7-е изд., стер. – М.: Высш. Шк., 2007. – 616 с.: ил.

115. I. Perna, T. Hanzlicek, M. Steinerova, P. Straka, Acoustic Absorption of geopolymers/sand mixtures. CeramicsSilikáty , 2009, v. 53, №3, pp. 48-51.

116. J. Sikora, J. Turkiewicz. Sound absorbtion coefficients of granular materials. MECHANICS AND CONTROL, 2010, v. 29, № 3, pp. 149-157.

117. Федотов, А. А. Модель затухания упругих колебаний в оболочке заглубленного трубопровода / А. А. Федотов // Научный альманах : Материалы международной научно-технической конференции «Вопросы образования и науки», Тамбов – 2015. – С. 297–300.

ПРИЛОЖЕНИЕ А



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) RU (11) **2 463 590** (13) С1

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
(51) МПК
G01N 29/04 (2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

Статус:	прекратил действие, но может быть восстановлен (последнее изменение статуса: 17.02.2016)
Пошлина:	учтена за 4 год с 31.05.2014 по 30.05.2015

(21)(22) Заявка: 2011121858/28, 30.05.2011(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
30.05.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 30.05.2011(45) Опубликовано: 10.10.2012 Бюл. № 28

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2271446 С1, 10.03.2006. RU 2089896 С1, 10.09.1997. US 5416724 A, 16.05.1995. RU 2350833 С1, 27.03.2009. RU 2193771 С2, 27.11.2002. WO 02070946 A2, 12.09.2002.

Адрес для переписки:

644080, г.Омск, пр-кт Мира, 5, ГОУ ВПО
"Сибирская государственная
автомобильно-дорожная академия",
патентно-информационный отдел

(72) Автор(ы):

Епифанцев Борис Николаевич (RU),
Федотов Александр Анатольевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Государственное образовательное
учреждение высшего профессионального
образования "Сибирская государственная
автомобильно-дорожная академия" (RU)**(54) СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ СРЕДЫ В ОКРУЖЕНИИ ЗАГЛУБЛЕННОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ПРОДУКТОПРОВОДА****(57) Реферат:**

Использование: для обнаружения изменений параметров среды в окружении заглубленного магистрального продуктопровода. Сущность заключается в том, что возбуждают периодическую последовательность прозванивающих импульсов на одном конце трубопровода, регистрируют их на другом конце и принимают решение по результатам анализа регистрируемых импульсов, при этом прозванивающие импульсы возбуждают в оболочке контролируемого трубопровода, а каждый из принимаемых импульсов совмещают с предыдущим, полученный таким образом текущий суммарный импульс после регистрации очередного импульса коррелируется с эталонными, полученными ранее аналогичным способом на этом же участке трубопровода с имитированными состояниями, признанными опасными, и при превышении максимального коэффициента корреляции из числа полученных установленного уровня принимают решение о наличии интересующего изменения параметров на трассе пролегания трубопровода и виде этого изменения, после чего процесс мониторинга объекта контроля продолжают, а принятое решение по существующим каналам связи передают в службу безопасности. Технический результат: повышение надежности обнаружения изменений параметров окружающей заглубленный трубопровод среды и распознавания их вида. 9 ил.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2490153

**СПОСОБ ДИСТАНЦИОННОГО ОБНАРУЖЕНИЯ
ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ РЕЛЬСОВОГО ПУТИ ПЕРЕД
ДВИЖУЩИМСЯ ПОЕЗДОМ**

Патентообладатель(ли): *Общество с ограниченной
ответственностью "Научно-производственный центр
"Энергосервис" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2011151206

Приоритет изобретения **14 декабря 2011 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре
изобретений Российской Федерации **20 августа 2013 г.**

Срок действия патента истекает **14 декабря 2031 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) RU (11) 2 490 153 (13) С1ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(51) МПК

B61K 9/08 (2006.01)B61L 1/06 (2006.01)B61L 23/04 (2006.01)G01N 29/04 (2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

Статус: действует (последнее изменение статуса: 29.05.2017)

Пошлина: уплачена за 7 год с 15.12.2017 по 14.12.2018

(21)(22) Заявка: 2011151206/11, 14.12.2011(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.12.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 14.12.2011

(45) Опубликовано: 20.08.2013 Бюл. № 23(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2465517 C2, 27.08.2009. UA 13023
U, 15.03.2006. RU 2126339 C1, 20.02.1999.
WO 97/11872 A1, 03.04.1997.

Адрес для переписки:

644043, г.Омск-43, ул. Волочаевская, 11,
корп. 1, ООО "Научно-производственный
центр "Энергосервис"

(72) Автор(ы):

Епифанцев Борис Николаевич (RU),
Ахмеджанов Равиль Абдрахманович (RU),
Федотов Александр Анатольевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной
ответственностью "Научно-
производственный центр "Энергосервис"
(RU)(54) СПОСОБ ДИСТАНЦИОННОГО ОБНАРУЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ
РЕЛЬСОВОГО ПУТИ ПЕРЕД ДВИЖУЩИМСЯ ПОЕЗДОМ

(57) Реферат:

Изобретение относится к контролю безопасности рельсового пути и предназначено для дистанционного обнаружения отклонений его параметров от нормальных, вызванных нарушением структуры рельсов и появлением опасных объектов в полотне. В способе осуществляют регистрацию виброакустических импульсов в рельсе, сформированных только в результате взаимодействия колесных пар с рельсовым стыком на одинаковых от него в противоположных направлениях расстояниях. Регистрируемые при прохождении поездом такого стыка сигналы фильтруют и накапливают, причем после прохождения первым поездом заведомо исправного пути эти сигналы преобразуют до получения максимального сходства, затем параметры корректирующей схемы консервируют. При прохождении очередным поездом отрезка - генератора сигналов результат сравнения сопоставляют с установленным порогом, при превышении которого принимают решение о наличии изменения рельсового пути перед движущимся поездом. Достигаемый технический результат заключается в повышении надежности дистанционного обнаружения опасных изменений железнодорожного пути перед движущимся поездом в режиме реального времени.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

«УТВЕРЖДАЮ»
 Проректор по учебной работе
 Мельник С. В.
 10.10.2017 г.



Акт
 о внедрении результатов диссертационной работы
 Федотова Александра Анатольевича
 «Активный помехоустойчивый вибраакустический способ контроля
 состояния магистрального трубопровода», представленной на соискание
 ученой степени кандидата технических наук

Результаты диссертации Федотова А.А. «Активный помехоустойчивый вибраакустический способ контроля состояния магистрального трубопровода» внедрены в учебный процесс в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет (СибАДИ)» в рамках дисциплины «Случайные процессы» по специальности 090105.65 «Комплексное обеспечение информационной безопасности автоматизированных систем» в 2012-2014 учебном году.

Наработки по теме диссертации использовались для создания лабораторных работ по курсу «Случайные процессы». В рамках дисциплины были рассмотрены направления:

- синтез генераторов случайных величин с заданными законами распределения;
- программная генерация периодических сигналов с наложением шума, быстрое преобразование Фурье;
- применение алгоритмов обработки сигналов для повышения отношения сигнал/шум;
- обнаружение сигналов на фоне помех, корреляционный анализ.

Заведующая кафедрой «Информационная безопасность»,
д.пед.н., проф. *Зеленый* З. В. Семенова

Начальник учебно-методического управления, к.т.н. *Очир* Т. В. Семенова

**Акт**

о внедрении результатов диссертационной работы

Федотова Александра Анатольевича

«Активный помехоустойчивый виброакустический способ контроля состояния магистрального трубопровода», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Комиссия в составе:

председатель: Веревкин А.В. - директор ООО «Энергосервис»

члены комиссии: Кашка В.С., к.т.н. - заместитель директора по научной работе
Щедрин В.И. - начальник отдела вибродиагностики
Соловьев Н.А. - начальник отдела технических решений

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Федотова А.А. «Активный помехоустойчивый виброакустический способ контроля состояния магистрального трубопровода» обладают актуальностью, представляют практический интерес и были использованы в научно-исследовательской деятельности ООО «Энергосервис» при разработке системы диагностики состояния колесных пар железнодорожных вагонов в виде:

1. способа формирования образцового виброакустического сигнала посредством когерентного накопления с усреднением при вращении колесной пары;
2. метода обнаружения структурных изменений в контролируемом объекте сравнением формы регистрируемых сигналов;
3. метода выявления характеристик регистрируемого сигнала, соответствующих отклонениям состояния объекта от нормативного.

Разработанный автором активный виброакустический способ представляет интерес не только в решении задачи обеспечения безопасности протяженных трубопроводных систем, но и в диагностике состояния изделий и конструкций.

Члены комиссии:

Кашка В.С.
 Щедрин В.И.
 Соловьев Н. А.

ПРИЛОЖЕНИЕ В



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2013617544

Программный модуль для определения координаты
нарушителя в охраняемой зоне «SensWall Detect»

Правообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью
«КАСТ-системс» (RU)*

Автор(ы): *Федотов Александр Анатольевич (RU),
Копейкин Степан Андреевич (RU)*

Заявка № 2013615409

Дата поступления **01 июля 2013 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
20 августа 2013 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Б.П. Симонов".

Б.П. Симонов

