МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет»

На правах рукописи

Oyend

Суслов Антон Владимирович

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЛЩИНЫ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ НА ОСНОВЕ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЙ

Специальность: 2.2.11. Информационно-измерительные и управляющие системы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент Ярославкина Екатерина Евгеньевна

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ
1 ПРОБЛЕМА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
1.1 Процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений 11
1.2 Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на работу оборудования. 17
1.3 Методы борьбы с отложениями18
1.4 Исследование методов измерения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений
1.5 Основные результаты и выводы
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ АКУСТИЧЕСКХ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ОТЛОЖЕНИЙ
2.1 Характеристика акустических методов неразрушающего контроля
2.2 Экспериментальное исследование акустических методов определения толщины отложений
2.3 Исследование низкочастотных методов акустического контроля 49
2.4 Основные результаты и выводы53
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ОТЛОЖЕНИЙ
3.1 Численное моделирование объекта измерения 55
3.2 Экспериментальное исследование зависимости параметров колебаний участка трубопровода от толщины отложений
3.3 Статистическая обработка результатов экспериментальных исследований. 70
3.4 Метод измерения толщины АСПО
3.5 Основные результаты и выводы
4 РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ОТЛОЖЕНИЙ
4.1 Разработка структурной и функциональной схем ИИС ОТО 89
4.2 Алгоритмическое обеспечение ИИС ОТО
4.3 Метрологический анализ ИИС ОТО 109
4.4 Экспериментальное исследование разработанной ИИС ОТО 116
4.5 Основные результаты и выводы124

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
Список сокращений и условных обозначений	128
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	129
Приложение А. Фрагмент программного кода ПО ИИС ОТО	142
Приложение Б. Патенты на изобретение	152
Приложение В. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ	154
Приложение Г. Копии актов об использовании результатов диссертационного исследования	155
Приложение Д. Методика калибровки ИИС ОТО и проведения измерения толщины АСПО	158

введение

Актуальность темы

Процесс добычи нефти и нефтепродуктов осложнен рядом проблем, одной из которых является осаждение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренних стенках технологического оборудования. В настоящее время, когда большая часть месторождений страны переходит в позднюю стадию своей разработки, вопрос о совершенствовании технологических процессов добычи и транспортировки нефти стоит особенно остро.

АСПО сужают проходное сечение трубопроводов, нарушая оптимальный режим работы оборудования, оседают на днищах резервуаров, уменьшая полезный объем хранения нефти и нефтепродуктов, а также приводят к осложнениям в работе насосного оборудования, в том числе и к авариям на производстве, например, к обрывам штанг штанговых скважинных насосных установок.

Каждый год нефтяные компании несут экономические убытки, связанные с очисткой трубопроводов и оборудования от отложений. В связи с этим актуальной является задача разработки информационно-измерительной системы (ИИС) определения толщины АСПО (ОТО), позволяющей получать информацию о состоянии отложений на внутренней стенке нефтепроводов в режиме реального времени, с улучшенными метрологическими характеристиками. ИИС ОТО позволит спрогнозировать график очистных мероприятий и сократит экономические расходы, а также предупредит возможные аварии на производстве.

Степень разработанности темы исследования

Проблема АСПО не нова для нефтяной отрасли. Механизмы образования АСПО и способы борьбы с ними, а также вопрос определения толщины отложений рассматривались многими зарубежными и отечественными авторами. В России занимались исследованиями по данной теме следующие ученые: Рогачев М.К., Тронов В.П., Денисламов И.З., Чеботников В.А., Мастобаев Б.Н., Табет Н.К.А., Фетисов В.С., Илюшин П.Ю., Валеев А.Р., Бадиков Ф.И., Ахмедов Г.А., Коптева А.В. Из зарубежных авторов научных работ в этой области можно выделить Hofstatter H., Wang W., Sousa A.L., Theyab M.A., Chen X.T., Ito S., Abdul-Majid S., Alnaimat F., Kim J., Chen Z., Tian H., Gunarathne G.P.P., Rommetveit T. Существуют различные запатентованные методы и способы определения толщины отложений. Уделялось внимание вопросам разработки ИИС определения толщины отложений на основе различных физических явлений.

Предложенный Валеевым А.Р. и Гирфановой Д.Ю. метод прямого измерения толщины отложений путем введения измерительного устройства внутрь трубопровода, требует большого парка оборудования под разные типоразмеры трубопроводов. Большинство решений предлагают измерение толщины отложений, используя косвенные методы, основанные на различных физических явлениях и их взаимосвязи с толщиной отложений. Так, толщину отложений предложено определять через измерение падения давления, вследствие сужения сечения трубопровода в результате отложения АСПО. К сожалению, данный подход не эффективен при малых толщинах отложений.

Есть решения, предлагающие измерение скорости потока введенной в трубопровод жидкости или путем измерения ее объема. Недостаток такого решения – необходимость остановки процесса транспортировки нефти и его продукта. очистки трубопровода Перспективными являются методы, использующие в своей основе теплопроводность и теплопередачу, например, метод, предложенный Фетисовым В.С. и Табетом Н.К.А. Из ограничений метода можно выделить сложность реализации аппаратной части непосредственно на трубопроводе. Одними самом ИЗ точных методов является метод С использованием ионизирующей радиации, предложенный Коптевой А.В. Из недостатков такого подхода – опасность ионизирующего излучения для здоровья персонала.

Таким образом, несмотря на достижения в предложенных методах и системах измерения, по-прежнему существует необходимость разработки новой ИИС определения толщины отложений. Перспективным является разработка ИИС на основе акустических методов неразрушающего контроля. Данные методы

контроля являются неразрушающими, обладают высокой точностью и могут быть реализованы на широком диапазоне диаметров и толщины объекта контроля.

Цель диссертационной работы разработка информационно-____ измерительной системы с широкими функциональными возможностями для определения толщины отложений на внутренней поверхности нефтепроводов (ИИС ОТО) на основе акустического метода неразрушающего контроля, позволяюшей нефтепроводов уменьшить затраты на очистку OT асфальтосмолопарафиновых отложений.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе были решены следующие задачи:

1) изучены причины образования асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренних стенках трубопроводов;

2) проведен анализ существующих методов и предложенных на их основе систем измерения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений;

 разработан акустический метод измерения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений на основе акустических методов неразрушающего контроля;

4) разработана ИИС определения толщины отложений на основе акустического метода неразрушающего контроля;

5) разработана метрологическая модель измерительных каналов ИИС определения толщины отложений;

 разработана методика калибровки, настройки и проведения измерений толщины асфальтосмолопарафиновых отложений с использованием ИИС определения толщины отложений;

7) проведено экспериментальное исследование и внедрение ИИС определения толщины отложений.

Объект исследования – информационно-измерительная система определения толщины отложений.

Предмет исследования – методы, технические средства и структуры информационно-измерительных систем, а также способы и алгоритмы измерения толщины отложений.

Научная новизна диссертационной работы

1) Разработан акустический метод измерения толщины отложений на внутренней стенке трубопровода, впервые использующий функциональную связь параметров собственных колебаний стенки трубопровода от толщины отложений, который позволяет расширить функциональные возможности ИИС в решении задачи измерения толщины АСПО, за счет снижения дополнительных погрешностей из-за влияния сторонних факторов, расширения диапазона измерений и снижения затрат на реализацию ИИС (п.4).

2) Разработана методика калибровки ИИС ОТО, отличающаяся контролем влияния типоразмеров и физико-химических свойств трубопровода и свойств АСПО на результат измерения, что позволяет снизить погрешности измерений (п.4).

3) Разработана ИИС ОТО на основе акустического метода измерений толщины отложений, обеспечивающая контроль параметров толщины АСПО в автоматическом режиме, что позволяет сократить затраты на проведение очистных работ за счет оптимизации интервалов проведения очистных мероприятий (п.3).

Теоретическая и практическая значимость работы

работы Теоретическая значимость заключается определении В корреляционно-регрессионных моделей взаимосвязи между параметрами акустического сигнала (частотой, амплитудой, энергией, длительностью) и толщиной АСПО; в создании акустического метода измерения толщины отложений на внутренней стенке трубопровода, который позволил расширить функциональные возможности ИИС в решении задачи измерения толщины АСПО.

Практическая значимость работы заключается в: разработке ИИС ОТО на трубопроводах для транспортировки нефти и нефтепродуктов, позволяющей

сократить затраты на проведение очистных мероприятий; методике калибровки и проведения измерений толщины АСПО с использованием ИИС ОТО; программно-аппаратных средствах обработки измерительной информации.

Методы исследования

В работе использованы методы математического анализа, статистических исследований, методы математического и численного моделирования, натурный эксперимент, использованы отдельные разделы и положения теории волновых процессов, акустических колебаний, вибрации в технике, а также методы неразрушающего контроля.

Основные положения, выносимые на защиту

1) Акустический метод измерения толщины отложений на внутренней стенке нефтепроводов, основанный на взаимосвязи параметров акустических колебаний стенки трубопровода и толщины отложений, позволяющий расширить функциональные возможности ИИС в решении задачи измерения толщины АСПО.

2) Структурная, функциональная схема и алгоритмическое обеспечение ИИС определения толщины отложений с использованием разработанного акустического метода неразрушающего контроля.

3) Методика калибровки и проведения измерений с применением ИИС ОТО.

Соответствие паспорту специальности

Диссертационное исследование соответствует научной специальности 2.2.11. «Информационно-измерительные и управляющие системы» по следующим пунктам:

п.3 «Математическое, алгоритмическое, информационное, программное и аппаратное обеспечение информационно-измерительных и управляющих систем»;

п. 4 «Расширение функциональных возможностей информационноизмерительных и управляющих систем на основе применения методов измерений

контролируемых параметров объектов для различных предметных областей исследования».

Достоверность результатов исследования

Достоверность научных положений, выводов и практических рекомендаций, полученных в диссертационной работе, обеспечивается корректным использованием математических методов, использованием в теоретических построениях общепризнанных законов, соблюдением действующих стандартов. Теоретические положения подтверждаются результатами экспериментальных исследований. Полученные результаты не противоречат известным положениям в данной области исследований.

Апробация работы

Основные положения и результаты исследований докладывались на следующих научно-технических конференциях: 6-я Всероссийская научнотехническая конференция с международным участием «Перспективы развития технологий обработки И оборудования В машиностроении» 2021 г.; Международная научно-техническая конференция «Перспективные информационные технологии» 2022 г.; Международная научно-техническая конференция «Пром-Инжиниринг», 2022 г.

Методика оценки толщины отложений прошла апробацию в рамках гранта Инновационного фонда Самарской области №1/35-РЖД-СП/2024 от 13.08.2024 г. «Комплексная система мониторинга водопропускных сооружений».

Внедрение

Результаты теоретических и экспериментальных исследований нашли применение при исследовании стенда «Моделирование процесса выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб» в ООО «Научно-производственный центр «Самара» г. Самара. Разработанная ИИС ОТО прошла апробацию в АО «Средневолжский научно-исследовательский институт по нефтепереработке» г. Новокуйбышевск.

Разработанные методики прогнозирования АСПО и оценки погрешностей внедрены в учебный процесс «Самарский государственный технический

университет» при подготовке бакалавров по направлению 12.03.01 «Приборостроение» и магистров по направлению 12.04.01 «Приборостроение» в образовательной программе «Неразрушающий контроль, техническая диагностика объектов нефтегазовой отрасли».

Публикации

По результатам выполненных исследований опубликовано 11 работ, из них: 4 публикации в рецензируемых научных журналах, 2 патента на изобретения, 1 свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ.

Личный вклад автора

Все результаты, определяющие научную новизну, получены автором лично. Постановка задач работы и обсуждение результатов проводились совместно с научным руководителем. Автором самостоятельно проводились теоретические исследования, математическое и численное моделирование, разработка схем и алгоритма работы ИИС ОТО, проведение экспериментальных исследований, обработка результатов экспериментальных исследований, разработка методики калибровки и проведения измерений.

Структура диссертации

Диссертация изложена на 166 страницах, состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы из 105 наименований, содержит 74 рисунка, 22 таблицы и 5 приложений.

1 ПРОБЛЕМА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

1.1 Процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений

В настоящее время этап развития нефтяной промышленности характеризуется осложнениями условий добычи нефтепродуктов на большинстве нефтяных месторождений. Процессы добычи, сбора и транспортировки нефти сопровождаются комплексом проблем, обусловленных образованием нефтяных эмульсий, образованием на стенках трубопроводов асфальтосмолопарафиновых отложений (АПО), отложений неорганических солей, наличием в нефти различных механических примесей, а также коррозионным разрушением оборудования и трубопроводов [1].

Основное количество высокопродуктивных месторождений уже вступило в позднюю стадию разработки и возникает вопрос о совершенствования процессов добычи нефти и нефтепродуктов [2]. В настоящее время в нефтяной промышленности является актуальной проблема образования на внутренних стенках трубопроводов АСПО и их влияние на работу оборудования (Рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Асфальтосмолопарафиновые отложения в насосно-компрессорной трубе Обозначения: *d_n* – наружный диаметр; *d_{6n}* – внутренний диаметр (с учетом отложений); *h* – толщина отложений

На Рисунке 1.2. показана система промыслового сбора и транспортирования нефти [3].



Рисунок 1.2 – Система сбора и транспортировки нефти Обозначения: 1 – эксплуатационные скважины; 2 – выкидные линии; 3 – сборный коллектор; 4 – газопровод; 5 – нефтесборный коллектор; 6 – коллектор товарной нефти; 7 – водовод; 8 – нагнетательные скважины ГЗУ – групповая замерная установка; ДНС – дожимная насосная станция;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод; УКПН – установка комплексной подготовки нефти; ТР – товарный резервуар; УПВ – установка подготовки воды;КНС – кустовая насосная станция

От устьев эксплуатационных скважин 1 сырьевая нефть по выкидным линиям поступает в групповую замерную установку ГЗУ, где происходит отделение нефтяного газа от жидкости (нефть + вода) и автоматическое измерение этих флюидов по каждой скважине. После ГЗУ нефть, газ и вода смешиваются и по сборному коллектору 3 движутся под собственным давлением до дожимной насосной станции ДНС, где установлены сепараторы, отделяющие нефть от газа и нефть от воды. Газ от ДНС по газопроводу 4 поступает на газоперерабатывающий завод ГПЗ. Нефть по нефтесборному коллектору 5 направляется в установку комплексной подготовки нефти УКПН. На УКПН товарному коллектору 6 в резервуарный парк для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу. Отделившиеся от нефти вода, через установку подготовки воды УПВ, поступает по водоводу 7 в кустовые насосные станции КНС, для дальнейшей закачки в пласт через нагнетательные скважины 8, для поддержания пластового давления. Выкидные линии имеют диаметр от 75 до 150 мм и длину от 0,8 до 3 км. Сборные коллектора имеют диаметр от 100 до 500 мм и длину от 2 до 10 км.

Интенсивность образования АСПО возрастает при уменьшении температуры среды и с уменьшением диаметра трубопровода. В системе промыслового сбора и транспортировки нефти АСПО образуются в подъемных колоннах, устьях скважинных насосов, на выкидных линиях, сборных коллекторах и в резервуарах сырьевой и товарной нефти.

АСПО – это сложная структурированная углеводородная смесь, состоящая из парафинов, асфальтосмолистых веществ, нефтяных смол, масел, воды и примесей различного происхождения [4].

Парафины являются представителями углеводородов метанового ряда (C_xH_y) . Они непосредственно растворены в самой нефти и в зависимости от массового содержания парафинов, нефть классифицируют на три вида: малопарафиновые (менее 1,5% содержания парафина), парафиновые (от 1,5 до 6%) и высокопарафиновые (более 6 %) [5].

Асфальтосмолистые вещества (АСВ) состоят из азота, серы, кислорода и металлов (Fe, Mg и др.). Также к группе смолистых веществ относятся асфальтены. Это порошкообразные вещества бурого цвета, с плотностью более единицы. Асфальтены являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжелых компонентов нефти.

Состав отложений имеет практическое значение, например, для определения методов борьбы с ними. Однако состав АСПО меняется в широких пределах не только от одного месторождения к другому, но и в пределах одного нефтедобывающего региона и даже в пределах отдельно взятого месторождения.

Кроме того, исследования показывают, что состав и свойства АСПО меняются с течением времени [6].

Под механизмом парафинизации (образованием АСПО) понимается комплекс процессов, приводящих к накоплению твердой фазы парафинов на внутренних стенках оборудования [7].

Выделяют две стадии образования отложений АСПО:

1) образование первичных центров кристаллизации и последующий рост кристаллов парафинов на стенках оборудования;

2) осаждение на покрытую кристаллами парафина поверхность более крупных частиц парафина.

Одновременно с парафином идет отложение АСВ, песка, механических примесей, солей, что и образуют в итоге отложения АСПО.

Образование АСПО зависит от следующих факторов [1, 8]:

1) снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;

2) выделение газов и интенсивность данного процесса;

3) снижение температуры в пласте и стволе скважины;

4) изменение скорости движения продукта и отдельных его компонентов;

5) состав углеводородов в каждой фазе смеси продукта;

6) соотношение объема фаз продукта;

7) состояние поверхности внутренних стенок оборудования.

Рассмотрим эти факторы подробнее.

1) Снижение давления на забое скважины.

Поскольку забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается. Это приводит к увеличению объема газовой фазы и приводит к нестабильности жидкой фазы. В свою очередь, данный механизм способствует выделению парафинов из нее. Состояние равновесия может нарушаться как в пласте, так и в скважине, и выпадение парафина, соответственно, также возможно как в пласте, так и в скважине. В случае насосного способа добычи давление на приеме насоса может быть меньше, чем давление насыщения нефти газом. Что приводит к осаждению парафина в приемной части насоса и на стенках колонны.

В колонне насосно-компрессорных труб выделяют две зоны: непосредственно над насосом – давление в этой зоне, вследствие резкого возрастания – больше давления насыщения. Вероятность отложения в этой зоне минимальна. Вторая зона – зона снижения давления (до давления насыщения и ниже), что приводит к интенсивному выделению парафина.

В работе [4] отмечают, что основными объектами, в которых происходит образование отложений парафина, являются: скважинные насосы, насосно-компрессорные трубы, выкидные линии от скважин, сборные коллектора, резервуары сборных пунктов.

2) Изменение температуры в пласте и стволе скважины.

В зависимости от строения и внешних условий, компоненты нефти могут находиться в различных агрегатных состояниях. Изменение температуры приводит к изменению агрегатного состояния компонентов. Так, снижение температуры приводит к образованию центров кристаллизации и к росту кристаллов парафина.

Таким образом, распределение температуры по стволу скважины оказывает влияние на образование парафинов. Данный процесс зависит от следующих факторов: передача тепла от движущегося по стволу скважины продукта окружающим породам и ее интенсивность, расширение газожидкостной смеси и ее охлаждения, вызванного работой газа по подъему жидкости.

3) Выделение газов.

Авторы работы [4] отмечают, что интенсивность образования отложений парафина зависит от процесса выделения газовых пузырьков в потоке смеси – пузырьки газа флотируют взвешенные частицы парафина. При контакте газового пузырька с поверхностью трубы частицы парафина соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. Далее, отложения парафина нарастают по причине его гидрофобности. На стенках труб образуется слой из кристаллов парафина и

пузырьков газа. Чем меньше будет насыщенность газом данного слоя, тем он будет более плотным. В результате этого плотные отложения образуются там, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

4) Скорости движения продукта и ее влияние на процесс парафинизации.

Интенсивность образования отложений также зависит от скорости течения продукта. При ламинарном течении нефтепродуктов образование АСПО происходит медленно. С ростом скорости интенсивность отложений возрастает, однако, только поначалу. Последующий рост скорости движения ведет к уменьшению интенсивности осаждений отложений, так как большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии, и они выносятся из скважины или трубопровода.

Кроме того, сам поток срывает часть отложений со стенок труб. А также, при больших скоростях движения продукт медленнее охлаждается, и, как следствие, замедляется процесс образования отложений.

5) Состояние стенок труб и их влияние на процесс парафинизации.

Состояние поверхности труб также влияет на образование отложений. Неровности выступают очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Что, в свою очередь, приводит к образованию центров кристаллизации отложений – прилипания кристаллов парафина к поверхности труб.

Стоит отметить, что факторы, влияющие на образование АСПО, имеют неравномерное распределение вдоль трубопровода. Так, например, давление в трубопроводе имеет большее значение в выкидном патрубке насоса и снижается по мере удаления от него. Температура может быть различной по длине трубопровода. Все это приводит к неравномерному распределению АСПО как по сечению трубопровода, так и по его протяженности. При проектировании системы измерения толщины отложений необходимо учитывать этот момент. В частности, система должна быть многоканальной и иметь возможность измерять отложения в различных точках, как по сечению, так и по длине трубопровода.

1.2 Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на работу оборудования

Самым распространенным последствием образования АСПО является уменьшение проходного сечения трубопроводов. Это приводит к выводу оборудования ИЗ оптимального режима работы (снижение пропускной способности, возрастание давления в голове трубопровода) и, как следствие, к экономическим потерям и сокращению межремонтных периодов [9, 10]. Отложения в нефтесборных коллекторах толщиной 10 мм приводят к перепаду давления от 0,3 до 1 МПа, в зависимости от диаметра трубопровода. Ha некоторых месторождениях процесс «парафинизации», И, следовательно, межочистной период, занимает всего 15-40 часов [11]. Отложения парафина на дне резервуаров за 3-5 лет могут достигать 1,5-2,0 метра, что существенно уменьшает объем самих резервуаров [12].

Помимо трубопроводов и емкостей для хранения нефтепродуктов, отложения АСПО снижают эффективность работы насосов и другого технологического оборудования, а также является причинами их поломок. Так, например, в работе [4] отмечают, что в случае со штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ) парафин приводит к образованию следующих проблем:

1) отложения на фильтре насоса ухудшают поступление жидкости в насос и снижают его подачу;

2) отложения в клапанах приводят к утечкам жидкости из цилиндров;

 отложения между цилиндром и плунжером приводят к заклиниванию плунжера;

4) отложения на штангах увеличивают их массу и затрудняют их перемещение;

5) отложения в насосно-компрессорных трубах не только уменьшают проходное сечение, но и увеличивают нагрузку на головку балансира, что приводит к обрыву штанг.

В работе [13] отмечается, что масса колонны штанг, в результате отложений парафина, увеличивается на 600 кг, а количество отказов насосов из-за отложений парафина достигает 72% от общего числа отказов.

Неочевидным последствием влияния АСПО на эксплуатацию систем транспортировки нефти и нефтепродуктов является снижение точности измерения расхода продукта, а именно, появление погрешности при проведении измерения [14, 15]. Объемный расход продукта определяется по следующей формуле:

$$Q_V = Sv, \tag{1.1}$$

где *S* – площадь поперечного сечения трубопровода;

v – скорость потока транспортируемого продукта.

Поскольку образование АСПО приводит к изменению проходного сечения трубопровода *S*, в работе измерительного оборудования появляется погрешность. Как отмечают авторы [15] на трубопроводах диаметром 25 мм данная погрешность может достигать 11 %.

1.3 Методы борьбы с отложениями

На настоящий момент известен ряд методов борьбы с АСПО. Однако из-за многообразия условий месторождений и различия характеристик добываемого продукта в большинстве случаев требуется индивидуальный подход к данному вопросу [16].

В общем случае, в борьбе с АСПО можно выделить два направления: предотвращение образования отложений и удаление уже сформировавшихся отложений (Рисунок 1.3) [17, 18]. На практике целесообразно совмещение обоих подходов [19].



Рисунок 1.3 – Классификация методов борьбы с АСПО

Среди методов, предотвращающих отложения АСПО можно выделить химические и физические методы, а также применение специальных покрытий при изготовлении трубопроводов и технологического оборудования.

Химические методы основаны на добавлении в добываемую продукцию химических соединений, приводящих к уменьшению образования отложений, а в некоторых случаях, полностью предотвращающих их образование. Действия таких ингибиторов парафиноотложения базируются на адсорбционных процессах, происходящих на границе раздела между жидкой фазой и внутренней стенкой трубопровода.

Существует широкий ассортимент химических веществ для борьбы с АСПО, однако они обладают двумя существенными недостатками: высокая стоимость и сложность подбора химического реагента, из-за постоянных изменений условий эксплуатации месторождения.

Группа физических методов основана на воздействии механических колебаний, а также электрических и магнитных полей на добываемую и

транспортируемую продукцию. Ультразвуковые колебания вызывают перемещение частиц парафина и препятствуют их осаждению на стенки трубопровода. Под действием магнитного поля нефть приобретает новые физические свойства, не изменяя своего химического состава. При воздействии поля идет разрушение агрегатов, состоящих из микрочастиц соединений железа. Данный механизм разрушения приводит к тому, что в нефти идет увеличение центров кристаллизации парафинов. В результате этого, отложения выпадают в виде тонкодисперсной взвеси и уносятся с потоком нефти. Скорость роста отложений, соответственно, уменьшается [20].

Для предотвращения АСПО применяются специальные защитные покрытия из лаков, стекла и эмали. В данном случае устраняется такая причина образования АСПО – как неровности и шероховатости на внутренних стенках трубопроводов и оборудования. В этом направлении ведутся постоянные исследования. Одно из последних опубликованных исследований – [21].

Рассмотрим методы удаления уже сформировавшихся отложений.

Поскольку парафин плавится при невысокой температуре (выше 50 °C) и стекает с нагретой поверхности, нашли применение и широко используются тепловые методы удаления АСПО. В данных методах источник температуры помещается непосредственно в зону отложений.

В настоящее время используются следующие технологии [1, 8]:

1) нагревание нефти или использование нагретой воды в качестве теплоносителя;

2) обработка паром;

3) использование электропечей;

4) использование индукционных электродепарафинизаторов;

5) использование реагентов, вызывающих протекание экзотермических реакций.

В случае применения теплоносителя идет нагрев жидкости в специальном нагревателе (например, в передвижной котельной установке), после чего осуществляется подача теплоносителя в трубопровод или оборудование. Из недостатков такой технологии можно выделить ее высокую энергоемкость, электроопасность, пожароопасность, низкую надежность и невысокую эффективность.

Одним из наиболее известных и широко распространенных методов удаления отложений АСПО является применение различных растворителей. Однако данный метод не лишен существенной проблемы – подбор применяемого растворителя зависит от условий конкретного месторождения, и в настоящее время подбор растворителей АСПО проводится опытным путем.

Для удаления уже образовавшихся отложений также используются механические методы. Выкидные линии и сборные коллекторы оборудуются специальными камерами приема-пуска очистных снарядов – шаров или торпед.

Существует множество специально разработанных скребков различной конструкции. Однако использование этой группы методов борьбы с отложениями осложняется тем, что для их реализации нередко необходимо остановить работу оборудования.

При любом выбранном методе очистки от отложений, для планирования и своевременного проведения очистных мероприятий необходима информация о текущей толщине слоя АСПО на стенках трубопровода и другого технологического оборудования [22–24]. Кроме того, сам график проведения межочистных мероприятий требует периодической корректировки, так как из-за нестабильности внешнего окружения (например, температуры окружающей среды) скорость образования отложений может быть различна во времени [25].

1.4 Исследование методов измерения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений

Методы измерения отложений можно разделить на две группы: прямые и косвенные. Сущность косвенных методов заключается в определении различных параметров и характеристик трубопроводов с отложениями и сравнении их с такими же параметрами трубопроводов без отложений. На настоящий момент распространения получили именно косвенные методы определения толщины отложений.

Авторы работы [26] отмечают следующие недостатки косвенных методов:

 наличие большого объема измерительной информации, помимо диспетчерской;

2) сложные алгоритмы обработки измерительной информации;

3) высокий уровень погрешности косвенных измерений.

Взамен авторы [26] предлагают использовать прямой метод измерения АСПО. Он заключается во введении внутрь трубопровода прибора, работающего на принципе механического измерения (Рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Модель внутритрубного снаряда для измерений толщины отложений

Стоит отметить, что решение с использованием снаряда имеет высокую точность измерений, однако, можно выделить ряд недостатков, затрудняющих его реализацию:

1) не всегда есть возможность введения снаряда в трубопровод или в технологическое оборудование;

2) под разные диаметры трубопроводов необходимо будет иметь парк приборов;

3) на данном решении сложно реализовать постоянный мониторинг состояния оборудования.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что для решения поставленной в диссертационном исследовании цели прямые методы измерения толщины АСПО не подходят.

Рассмотрим решения, основанные на косвенных методах измерения толщины отложений.

Как было отмечено в предыдущем разделе, отложения АСПО приводят к сужению проходного сечения трубопровода, что, в свою очередь, приводит к перепаду давления на входе и выходе трубопровода [27].

Отложения большой толщины, приведшие к частичной или даже полной закупорке трубопровода, легко обнаруживаются по снижению показателей работы оборудования. Проблема заключается в измерении отложений небольшой толщины. По мнению авторов [24, 28] самым распространенным методом обнаружения парафиновых отложений является метод падения давления. Учитывая соотношение между реальным давлением в трубопроводе и эталонным (без отложений), можно оценить толщину слоя АСПО:

$$(d_i - 2\delta_w)^{5-n} = \frac{2c\rho L}{\Delta P_f} \left(\frac{\mu}{\rho}\right)^n \left(\frac{4Q}{\pi}\right)^{2-n},$$
(1.2)

где d_i – диаметр трубы;

 δ_w – толщина отложений;

п и *с* – коэффициенты, зависящие от типа потока;

 ρ – плотность нефти;

L – длина трубы;

 ΔP_f – перепад давления;

 μ – вязкость нефти;

Q – объемный расход продукта.

Однако данный метод не может решить проблемы измерения отложений. Так как он обладает невысокой точностью для определения отложений малой толщины.

Существует решение, предлагающее использовать в качестве измеряемого параметра трубопровода электрическое сопротивление [29]. Для этого

определяют сопротивление постоянному току в электрической цепи, которая представлена раствором жидкости трубопровода и электродом (Рисунок 1.5). Измерения начинают проводить до начала образования отложений. В дальнейшем, при появлении отложений, АСПО будут вносить изменения в общее сопротивление цепи, и, по изменению данного сопротивления делается вывод о толщине отложений.



Рисунок 1.5 – Определение толщины отложений по измерению электрического сопротивления Обозначения: 1 – корпус; 2 – стержень; 3 – изоляция; 4 – стенка оборудования; 5 – отложения; 6 – измерительный блок

Основная проблема данного метода заключается в необходимости введения в трубопровод электрода, т.е. нарушается целостность объекта контроля, что является недопустимым во многих сферах промышленности.

Следующее решение предлагает использовать в качестве основного измерительного параметра скорость потока жидкости в трубопроводе [30]. Здесь стоит отметить, что данный метод будет измерять объем отложений, а не их толщину (Рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 – Определение объема толщины отложений Обозначения: 1 – трубопровод; 2 – отложения; 3 – точки измерений

Для реализации метода в трубопровод вводят жидкость с заданными характеристиками и организуют ее движение с постоянным расходом. Одновременно с этим, равномерно по всем периметру трубопровода переносным прибором измеряют скорость движения жидкости. Вычисление объема отложений происходит на основании значения скорости, при постоянном расходе.

Похожее решение предложено автором [31]. Чистая труба без отложений (тестовая секция) заполняется водой, с целью измерения объема трубы. Затем проводятся те же измерения, но с трубой с отложениями. По разнице объемов можно вычислить объем отложений. Данный метод получил название Liquid Displacement-level Detection Technique (LD-LD).

В рассмотренных выше методах можно выделить следующие ограничения применения данных методов: для реализации этих решений необходимо остановить поток среды и очистить трубопровод от продукта, что является экономически невыгодным; для диагностики такой подход можно назвать нецелесообразным.

Существует ряд решений, которые предлагают определять толщину отложений, используя теплопроводность. Так, патент [32] предлагает прикладывать к трубопроводу источник тепла в виде нагретого бруска и снимать временную диаграмму изменения температуры данного бруска (Рисунок 1.7).



Рисунок 1.7 – Определение толщины отложений с помощью нагретого бруска Обозначения: 1 – трубопровод; 2 – брусок; 3 – теплоизоляционный материал; 4 – источник тепла; 5 – отложения

В свою очередь, Фетисов В.С. и Табет Н.К.А. [33] предлагают определять толщину отложения по степени изменения температуры стенки трубопровода при ее остывании после нагрева (Рисунок 1.8). А авторы [34] в качестве основного параметра предлагает использовать температуру самой нефти (Рисунок 1.9).



Рисунок 1.8 – Определение толщины отложений по остыванию

Обозначения: 1 – стенка трубопровода; 2 – транспортируемый продукт; 3 – отложения; 4 – основной кольцевой нагреватель; 5 – термодатчики; 6 – первый нагреватель-термобарьер; 7 – второй нагреватель-термобарьер; 8 – термоизолятор



Рисунок 1.9 – Определение толщины отложений по теплопроводности Обозначения: 1 – нефтепровод; 2 и 3 – теплоотводящие элементы; 4 – теплоизоляция; 5 и 6 – термопары (измерение наружной стенки трубы); 7 и 8 – термопары (определение потоков по 2 и 3); 9 – вычислительный блок; 10 – указатель; 11 – отложения

Похожее решение предлагают авторы работы [35]. Температура продукта в трубе выше температуры окружающей среды. Осажденные АСПО препятствуют передаче температуры от продукта к телу трубы. Оценивая температуру поверхности трубопровода, можно судить о наличии и о толщине отложений.

Основная проблема описанных выше решений заключается в сложной схеме и ее реализации на исследуемом объекте.

Решением, обладающим хорошей точностью, является использование ионизирующей радиации. В работах [36, 37] авторы акцентируют внимание на том, что при использовании рентгеновского и гамма излучений нельзя добиться хорошего контраста на фотопленке, и, соответственно, нельзя их использовать для определения толщины отложений. Взамен авторы предлагают использовать нейтронное излучение (Рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 – Определение толщины отложений с помощью нейтронного излучения Обозначения: И – источник нейтронного излучения; Д – детектор излучения

Объект контроля – трубопровод с отложениями – подвергается нейтронному облучению. Нейтроны, без значительного поглощения проходят сквозь стенку трубы, после чего взаимодействуют с атомами водорода и углерода, содержащимися в АСПО, вследствие чего они замедляются, а некоторые из них вылетают из объекта контроля в обратном направлении в виде рассеянного излучения. Регистрируя и анализируя обратное рассеянное излучение, можно сделать вывод о толщине АСПО.

Авторы [38, 39] предлагают иной подход с использованием ионизирующих излучений. Толщина отложений определяется с помощью расчетов интенсивности излучения при перемещении установки вдоль оси трубы. При этом измеряется не численное значение излучения, а характер его изменений (Рисунок 1.11). Толщина парафина δ_{π} определяется по различию интенсивности гамма излучений на различных участках объекта контроля.



Рисунок 1.11 – Зависимость интенсивности гамма излучения а – излом графика при переходе от парафина к нефти; б – излом графика при переходе от стенки к парафину.

Недостатками озвученных методов В первую очередь выступает потенциальный вред ОТ ионизирующей радиации. Также существенное ограничение на применение таких методов накладывает необходимость в строгом соблюдении норм радиационной безопасности И прохождении процесса лицензирования для деятельности, связанной с использованием источников ионизирующего излучения.

Помимо непосредственных измерений к способу определения толщины АСПО можно отнести также и моделирование процесса образования отложений и составление на основе таких моделей дальнейших прогнозов. Так, Alnaimat F. и Ziauddin M. [40] выделяют два направления в определении отложений в трубопроводах: косвенные измерения и моделирование в сочетании с прямыми способами измерения отложений. Из последних работа по моделированию парафиновых отложений можно выделить работу [41].

Кроме этого, в последнее время, с развитием и внедрением в промышленность искусственного интеллекта, ведутся работы по применению искусственных нейронных сетей и искусственного интеллекта в создании моделей осаждения парафина и в определении толщины АСПО [42–44]. Также некоторые авторы применяют нейронные сети для прогнозирования толщины отложений во времени [45].

В настоящий момент применение нейронных сетей и искусственного интеллекта выглядит многообещающим. Однако требуется апробация представленных решений на практике и оценка их результативности.

Из методов определения толщины АСПО интересным выглядит решение применения акустической хемометрии [46], но и здесь, как утверждают сами авторы работы, требуется дальнейшее изучение представленного метода.

Проведенный анализ методов измерения толщины отложений показал, что предложенные на настоящий момент методы измерения обладают рядом недостатков, затрудняющих их широкое применение (Таблица 1.1).

Описание метода	Особенности метода	Недостатки метода
Применение внутритрубного снаряда	Высокая точность прямых измерений	Необходимо наличие камер приема пуска снарядов Необходимо иметь парк снарядов Нет возможности реализовать постоянный мониторинг
Измерение падения давления	Не зависит от типоразмеров трубопроводов Невысокая сложность реализации на практике	Невысокая точность измерений Низкая чувствительность при малых толщинах отложений
Измерение скорости потока испытательной среды Liquid Displacement-level Detection Technique	Проводится измерений объема отложений, а не толщины	Требуется остановка транспортировки среды и очистка трубопровода перед проведением измерений
Измерение температуры стенки трубопровода Измерение изменения температуры стенки трубопровода	Хорошая точность измерений Возможность реализации на трубопроводах любого диаметра	Сложность конструкции нагревательных элементов и высокая энергоемкость при проведении измерений
Использование ионизирующего излучения	Высокая точность измерений Возможность реализации на трубопроводах любого диаметра и толщины	Сложность реализации ввиду опасности ионизирующей радиации для здоровья персонала и необходимости лицензирования вида деятельности
Применение акустических методов контроля (подробно будут рассмотрены во втором разделе)	Невысокая сложность реализации конструкции на практике Возможность реализации на трубопроводах любого диаметра и толщины	Погрешность измерений, обусловленная неизвестным составом отложений

Таблица 1.1 – Ограничения существующих методов измерения толщины АСПО

Сформируем ряд требований к методу измерения толщины АСПО, которые обеспечат достижение поставленной цели в диссертационной работе:

1) метод должен быть неразрушающим, т.е. не нарушать целостность объекта контроля и не приводить к ухудшению его эксплуатационной пригодности;

2) метод должен быть независимым от диаметра и толщины исследуемого трубопровода;

3) метод должен иметь возможность реализации при ограниченном доступе к объекту контроля;

4) метод должен обеспечивать точность измерений с погрешностью в диапазоне не более 10%;

5) метод должен быть безопасен для обслуживающего персонала;

6) метод должен иметь простые алгоритмы обработки и легко реализуем на практике.

Дадим пояснения некоторым пунктам. П.4: ввиду неравномерного распределения отложений, как по сечению трубопровода, так и по его протяженности, проведение измерений с погрешностью ниже 10% нецелесообразно. П.6: метод требования не должен иметь высокие К квалификации персонала, обслуживающего объект контроля, а также большие затраты на его реализацию, в противном случае его реализация будет невыгодна.

Обозначенным требованиям отвечает акустический вид неразрушающего контроля. Акустические методы являются наиболее точными в области неразрушающего контроля, могут быть применены при ограниченном доступе к объекту контроля и легко поддаются автоматизации. Дальнейшие исследования будут посвящены анализу акустических методов неразрушающего контроля и их применимости для измерения толщины АСПО.

1.5 Основные результаты и выводы

1. Проблема отложений АСПО в области добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов появилась давно, однако до сих пор остается актуальной.

Особенно в наше время, когда большинство месторождений переходят в позднюю стадию своей разработки и вопрос о совершенствовании технологических особо Ежегодно нефтяные процессов стоит остро. компании терпят экономические убытки, связанные с образованием АСПО и тратят средства на очистку трубопроводов и технологического оборудования. Знания о толщине отложений В процессе эксплуатации трубопроводов поможет понять необходимость отсутствие необходимости ИЛИ В проведении очистных мероприятий на данный конкретный временной период. Правильное планирование и своевременное проведение очистных мероприятий не только поможет сократить экономические убытки, но и предупредит возможные аварии на производстве.

3. Проведенный анализ существующих методов и решений измерения толщины АСПО показал, что в настоящее время не существует единого оптимального решения данной проблемы. Многими авторами предлагаются различные решения данного вопроса с использованием различных физических явлений и свойств объекта контроля. Предложенные решения не получили всеобщего распространения, и проблема измерения толщины отложений на внутренней стенке трубопроводов на настоящий момент по-прежнему остается актуальной.

4. Сформирован ряд требований к методу измерения толщины отложений, а именно:

 метод должен быть неразрушающим, т.е. не нарушать целостность объекта контроля и не приводить к ухудшению его эксплуатационной пригодности;

2) метод должен быть независимым от диаметра и толщины исследуемого трубопровода;

3) метод должен иметь возможность реализации при ограниченном доступе к объекту контроля;

4) метод должен обеспечивать точность измерений с погрешностью в диапазоне не более 10%;

5) метод должен быть безопасен для обслуживающего персонала;

6) метод должен иметь простые алгоритмы обработки и легко реализуем на практике.

5. Среди существующих видов неразрушающего контроля, применяемых на практике в нефтегазовой отрасли, выбраны акустические методы неразрушающего контроля, так как они дают возможность изучения объекта контроля, не нарушая его целостность, обладают высокой точностью, не требуют наличия сложного и дорогостоящего оборудования и не требует сложной подготовки исследуемого объекта перед проведением контроля.

2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ АКУСТИЧЕСКХ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ОТЛОЖЕНИЙ

2.1 Характеристика акустических методов неразрушающего контроля

Рассмотрим акустические методы неразрушающего контроля. Для начала дадим определение неразрушающему контролю (НК). НК – это разработка и применение методов исследования материалов и изделий с целью оценки их целостности, свойств, состава и измерения геометрических характеристик способами, не ухудшающими последующую их эксплуатационную пригодность и надежность [47].

Акустические методы НК – методы неразрушающего контроля, основанные на применении упругих колебаний, возбуждаемых или возникающих в объекте контроля [48]. Общая классификация акустических методов НК представлена на Рисунке 2.1 [49].



Рисунок 2.1 – Классификация методов акустического контроля

Акустические методы НК можно разделить на две большие группы: использующие генерацию и излучение в контролируемое изделие акустических колебаний и волн и их прием, и методы, основанные только на приеме колебаний и волн, возникающих в самом контролируемом изделии. Первая группа методов называется «активными» методами, вторая – «пассивными». В каждой из этих групп можно выделить свои методы, основанные на конкретной схеме контроля, выбранном типе возбуждаемых волн и применяемом оборудовании [50].

Примером пассивных методов контроля является метод акустической эмиссии. Акустическая эмиссия – это метод диагностики, основанный на явлении генерации и распространении упругих колебаний в объекте контроля при деформации твердого материала. Такой деформацией может выступать развитие трещин под нагрузкой объекта контроля. Основная цель метода акустической эмиссии – выявление трещин, разломов и расслоений (Рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Метод акустической эмиссии Обозначения: 1 – датчик; 2 – ЭВМ; 3 – нагруженный объект контроля; 4 – упругие колебания; 5 – развивающийся дефект

Активные методы акустического НК основаны на использовании бегущих и стоячих волн или резонансных колебаний. В свою очередь, методы, использующие бегущие волны, делятся на две подгруппы: методы прохождения и методы отражения. Методы прохождения основаны на излучении и приеме волн, однократно прошедших через объект контроля в любом направлении, и последующем анализе параметров принятых волн. Данные методы предполагают

наличие двух преобразователей – излучающего акустические волны и принимающего. При этом преобразователи располагаются по разные стороны объекта контроля [48, 51].

К описанной группе относятся такие методы контроля, как теневой, основанный на анализе амплитуды прошедшей через объект контроля акустической волны (Рисунок 2.3) и велосиметрический, основанный на анализе скорости акустических колебаний, распространяющихся в объекте контроля.



Рисунок 2.3 – Схема теневого метода контроля а – схема контроля; б – показания на экране дефектоскопа Обозначения: И – излучатель; П – приёмник; Д – дефект

В методах отражения можно использовать как один, так и два преобразователя. Данные методы основаны на генерации и распространении акустических колебаний в теле объекта контроля, отражении их от границы раздела двух сред и анализе параметров принятых отраженных импульсов. К этой подгруппе относят такой метод акустической дефектоскопии, как эхо-метод, основанный на анализе ультразвуковых импульсов, отраженных от дефектов или поверхностей контролируемого объекта (Рисунок 2.4) [52]. Эхо-метод является самым распространенным методом диагностики опасных производственных объектов.


Рисунок 2.4 – Схема эхо-метода Обозначения: ИП – излучатель и приёмник; Д – дефект

Существует ряд методов, в которых одновременно используются принципы как прохождения, так и отражения акустических волн. Например, зеркальнотеневой метод. Данный метод основан на анализе акустических импульсов после двукратного или многократного их прохождения через объект контроля (Рисунок 2.5). Обнаружение дефекта проводится по изменению амплитуды сигнала, при отражении от дефекта, с учетом изменений отражения от донной поверхности.



Рисунок 2.5 – Схема эхо-зеркального метода контроля Обозначения: ИП (И) – излучатель; ИП (П) – приёмник; Д – дефект

От рассмотренных выше методов существенно отличается импедансный метод. Он основан на оценке изменений механического импеданса объекта контроля, обусловленных наличием дефектов или влиянием иных факторов (например, твердости).

На использовании стоячих волн основан резонансный метод. При контроле данным методом в объекте контроля возбуждаются вынужденные упругие колебания, и идет анализ параметров колебательной системы «объект контроля –

преобразователь». Дефекты фиксируют по изменению или пропаданию резонансных откликов системы.

2.2 Экспериментальное исследование акустических методов определения толщины отложений

Акустические методы НК выбраны в качестве методов измерения толщины АСПО, так как они удовлетворяют сформированным ранее требованиям к методу измерения. А именно:

1) методы относятся к неразрушающим, т.е. не нарушают целостность объекта контроля и его последующую эксплуатационную пригодность;

2) методы обладают высокой точностью;

 имеется возможность реализации методов при ограниченном доступе к объекту контроля;

4) методы не требуют сложной аппаратной реализации и, как следствие, не требует сложной подготовки самого трубопровода к контролю.

Анализ литературы показал, что в настоящее время, для измерения толщины отложений предложено 3 схемы измерения с использованием направленной акустической волны:

1) метод прохождения акустической волны;

2) метод отражения акустической волны;

3) анализ затухания акустической волны, отраженной от границы раздела сред.

Проведено экспериментальное исследование с целью исследования возможности применения предложенных акустических методов для измерения толщины АСПО. Экспериментальные исследования проводились с использованием материалов и оборудования, указанных в Таблице 2.1. Таблица 2.1 – Оборудование и материалы, используемые при

Ультразвуковые	Ультразвуковые	Образии	АСПО	
дефектоскопы	преобразователи	Ооразцы	ACHO	
1. Ультразвуковая	1. S3567 (прямой,	1. Образцы для	1. АСПО с	
измерительная	совмещенный,	настройки	действующего	
установка УИУ	частота 2.5 МГц).	ультразвукового	месторождения.	
СКАНЕР модель	2. П 111-5-Ø8	оборудования СО-2,		
«СКАРУЧ» [53];	(прямой,	СО-3 (материал –		
2. Ультразвуковой	совмещенный,	сталь 20).		
дефектоскоп УСД 50	частота 5.0 МГц).	2. Настроечные		
[54].	3. П112-2,5-Ø6/2	образцы, толщины 4,		
	(прямой, раздельно-	6, 8, 10, 12 мм.		
	совмещенный,	2. Участок насосно-		
	частота 2.5 МГц).	компрессорной трубы		
		Ø 91 мм, толщиной 6		
		MM.		

проведении экспериментальных исследований

1) Исследование решения, основанного на измерении затухания отраженных акустических колебаний, обусловленное наличием отложений.

Решение [55] предлагает следующую схему измерения: на внешней стороне трубопровода без отложений возбуждают направленные акустические колебания и определяют характер их затуханий. Аналогичную процедуру проводят на участке трубопровода с отложениями известной толщины. На основании проведенных измерений строят кривую затухания многократно отраженного внешнего отклика, с которой в последующем сравнивают данные, полученные на реальном трубопроводе.

Проведен аналитический расчет предложенного решения. Коэффициент отражения по интенсивности звуковой волны на границе раздела двух сред, при падении волны по нормали, можно определить по следующей формуле [56, 57]:

$$R = \left(\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}\right)^2,\tag{2.1}$$

где *Z*₁ и *Z*₂ – акустический импеданс первой и второй среды соответственно. Акустический импеданс среды *Z* рассчитываете по следующей формуле:

$$Z = \rho C, \tag{2.2}$$

где ρ – плотность среды;

С – скорость звука в среде.

Исходные данные для расчета указаны в Таблице 2.2 [58, 59].

Таблица 2.2 – Данные для расчета коэффициентов отражения и прохождения акустических волн на границе раздела двух сред

Материал	Плотность, кг/м ³	Скорость звука, м/с	
Сталь 20	7800	5920	
Парафин	900	1460	
Воздух	1,2	343	

Расчетное значение коэффициента отражения для границы раздела сред сталь/парафин составляет $R \approx 0,89$ %. Это говорит о том, что 89 % энергии отражается от границы раздела сред, а 11 % проходит в парафиновые отложения.

В формулах (2.1), (2.2) отсутствуют значения толщин материалов (сред), в которых распространяется акустическая энергия. В общем случае толщина слоя не влияет на отражение/прохождение звуковой волны. Таким образом, можно сделать вывод, что толщина второго слоя не будет влиять на затухание звуковых колебаний в первой среде и, соответственно, на величину принимаемого из первой среды сигнала – при любой толщине слоя парафина отражение от границы раздела сред будет одинаково.

Схема проведения первого эксперимента представлена на Рисунке 2.6.



Рисунок 2.6 – Схема эксперимента с измерением затухания Обозначения: 1 – излучатель и приемник звуковых колебаний; 2 – образец из стали; 3 – АСПО; 4 – прямая волна; 5 – отраженная волна в металле; 6 – звуковая волна, прошедшая через АСПО

В образце из стали 20, толщиной 12 мм, возбуждались ультразвуковые волны. Приемником регистрировались многократные отражения. Измерения проведены как для образца без отложений, так и с отложениями с толщиной 3, 6 и 9 мм.

В результате серии равноточных измерений установлено, что при любой толщине АСПО принимаемый акустический сигнал имеет одинаковую амплитуду: разница составляет порядка 1 дБ, что находится ниже уровня погрешности в ультразвуковом НК. Таким образом, данная схема контроля не позволяет использовать затухание направленных акустических колебаний как критерий для определения толщины АСПО (Рисунок 2.7).

2) Исследование метода отражения акустических волн.

Данное решение предлагает возбуждать в стенке трубы направленную волну и анализировать многократно отраженные ультразвуковые сигналы, далее, выделять на их фоне сигналы, прошедшие из стали в отложения и вернувшиеся обратно на приемник [60]. Основная идея заключается в следующем: зная скорость распространения звука в стали и скорость распространения звука в отложении, можно вычислить путь, пройденный в отложении, что и является искомой толщиной отложений.



Рисунок 2.7 – Результаты исследования метода, основанного на затухании Пояснения: в правом верхнем углу изображений указана толщина отложений парафина, мм

В данном решении можно выделить следующие ограничения:

1) для того, чтобы сигнал отразился от внутренней поверхности парафина, она должна быть плоскопараллельная наружной, что в реальных условиях не всегда имеет место;

2) задача по расчету скорости звука в АСПО сложно выполнима, так как отложения отличаются по своему составу в широких пределах не только на разных месторождениях добычи нефти, но и в пределах одного месторождения;

3) в состав отложений АСПО помимо смол и парафинов входят пески, грязь, глина и ржавчина со стенок трубопроводов. Такая структура отложений сильно влияет на распространения звука в АСПО, в частности, приводит к его затуханию.

Схема второго эксперимента представлена на Рисунке 2.8. В образце из стали 20, толщиной 59 мм, возбуждались ультразвуковые колебания и

42

анализировались принятые акустический волны. Измерения проводились на образце без парафиновых отложений на образце с толщиной АСПО 3 и 6 мм.



Рисунок 2.8 – Схема эксперимента с методом отражения Обозначения: 1 – излучатель и приемник звуковых колебаний; 2 – образец из стали; 3 – АСПО; 4 – прямая волна в стали; 5 – отраженная волна в стали; 6 – прямая волна в АСПО; 7 – отраженная волна из АСПО

Проведённое экспериментальное исследование показало, что звуковую волну, пришедшую из АСПО, можно зафиксировать только при максимальном усилении ультразвукового дефектоскопа (Рисунок 2.9). Таким образом, поскольку сигнал обладает малой амплитудой, необходимо искать иной подход к решению поставленной цели.

Проведен аналитический расчет описанного выше решения. Уменьшение интенсивности звуковой волны можно объяснить по схеме, представленной на Рисунке 2. 10.

По формулам (2.1), (2.2) проведены расчеты коэффициентов отражения и прохождения акустической волны из одной среды в другую. Коэффициент отражения для границ металл/парафин рассчитан ранее и составляет $R \approx 89$ %. Коэффициент для сред парафин/воздух (при параметрах парафин $\rho = 900$ кг/м³, C = 1460 м/с, воздух $\rho = 1,2$ кг/м³; C = 343 м/с) равен $R \approx 0,99$. В результате двукратного прохождения границы раздела двух сред первоначальная амплитуда звукового сигнала (без учета поглощения и рассеяния) ослабнет на – 77,1 дБ.

Проведем расчеты для схемы, в которой трубопровод заполнен нефтью (параметры нефти: $\rho = 850 \text{ кг/m}^3$; C = 1400 м/c [61]): коэффициент отражения границы парафин/нефть равен $R \approx 0,003$. Столь низкое значение объясняется тем, что акустический импеданс парафина и нефти одного порядка. При реализации схемы, представленной на Рисунке 2.8, ослабление сигнала составит – 160 дБ. Что превышает параметры современных ультразвуковых дефектоскопов и приводит к невозможности использования данной схемы измерения.



Рисунок 2.9 – Результаты метода отражения

а – образец без отложений; б – образец с отложениями 3 мм; в – образец с отложениями 6 мм
 Обозначения: 1 – донный сигнал от стального образца; 2 – сигнал помехи от трансформации волны при отражении; 3 – сигнал от отложений толщиной 3 мм;
 4 – сигнал от отложений толщиной 6 мм

Методы отражения могут быть применены на практике, но они требуют разработки специальных алгоритмов обработки информации. Необходимо программно выделять сигналы от парафина на фоне сильных ревербераций в стали. Такой подход также отмечен в работе [62].



Рисунок 2.10 – Ослабление акустического сигнала при прохождении границ раздела сред металл/АСПО в прямом и обратном направлениях

3) Исследование метода прохождения акустических волн.

Данное решение предлагает измерять амплитуду прошедших сквозь трубу акустических колебаний и сравнивать ее с амплитудой колебаний, прошедших сквозь такую же трубу, с тем же продуктом, но без отложений. О толщине отложений судят по интенсивности принятых акустических волн [63].

Для проверки данного решения собрана «теневая» схема эксперимента, представленная на Рисунке 2.11. Ультразвуковые волны пропускались сквозь трубу Ø 91х6 мм, заполненную маслом, и сквозь эту же трубу, но с парафиновыми отложениями толщиной 3 мм.

При отсутствии АСПО ультразвуковой сигнал стабильно регистрируется приемником. Тем не менее, в схеме с АСПО, зафиксировать прошедший сигнал не удалось. Отложения поглощают акустический сигнал и не дают ему распространяться дальше. Результаты проведенного эксперимента представлены на Рисунке 2.12.



Рисунок 2.11 – Схема метода прохождения

Обозначения: 1 – излучатель акустических волн; 2 – стенка трубы; 3 – АСПО; 4 – направление акустической волны; 5 – приемник акустических волн





Дополнительно проведен эксперимент по исследованию распространения звука в АСПО. Схема эксперимента представлена на Рисунке 2.13.

При проведении эксперимента зафиксированы отражения акустических сигналов от границ раздела сред АСПО/сталь с толщинами АСПО 3, 5 и 7 мм. Результаты эксперимента представлены на Рисунке 2.14.



Рисунок 2.13 – Схема измерения распространения звука в АСПО Обозначения: 1 – излучатель и приемник акустических волн; 2 – АСПО; 3 – прямая волна; 4 – отраженная волна



Рисунок 2.14 – Результаты измерения распространения звука в АСПО

При условии плоскопараллельности передней и донной поверхностей, толщина парафина уверенно измерялась до 5 мм. При 7 мм сигнал от отложений находится на уровне шумов и измерения проходят на высоком усилении аппаратуры. Это подтверждает теорию о том, что акустическая волна имеет большое затухание в АСПО. Сигнал от парафина толщиной 10 мм невозможно выделить среди сигналов от шумов. Похожие результаты с затуханием акустических колебаний в АСПО были получены в работе [64].

Коэффициент затухания направленной продольной акустической волны в среде зависит от множества факторов. Его можно представить следующим выражением [65]:

$$\delta_l = k_1 f + k_2 D^3 f^4, \tag{2.3}$$

где f – частота звука;

D – размер зернистости материала;

*k*₁, *k*₂ – коэффициенты, зависящие от конкретного материала и вида акустической волны.

Затухание ультразвуковой волны происходит из-за различия скоростей распространения в асфальтенах, смолах и парафинах, наличия песка, грязи, глины, продуктов коррозии и других веществ, содержащихся в отложениях.

Наличие большого затухания звука в АСПО накладывает ряд ограничений на многие решения с использованием акустических методов, в частности, на методы отражения и прохождения звука.

Таким образом, анализ существующих методов и решений измерения толщины отложений и проведенные экспериментальные исследования, приводят к выводу о необходимости поиска нового подхода к измерению толщины АСПО. Выдвинуто предположение о наличии взаимосвязи между толщиной АСПО и переменными, характеризующими колебания стенки трубопровода. Предложена следующая схема измерения толщины АСПО: на участке трубопровода возбуждаются свободные колебания стенки, которые регистрируются, и проводится их последующий анализ. В частности, наличие АСПО может влиять на такие параметры колебаний, как частота, амплитуда, энергия и длительность.

Анализ литературы показал, что для дальнейшего исследования данного предположения и последующей реализации метода на практике, необходимо исследовать низкочастотные методы акустического контроля.

2.3 Исследование низкочастотных методов акустического контроля

К низкочастотным акустическим методам НК относят [66]:

- 1) импедансный метод;
- 2) велосиметрический метод;
- 3) методы свободных колебаний.

Данные методы объединены в одну группу, так как используют упругие колебания низкой частоты. Отсюда и происходит их название.

Импедансный метод НК основан на измерении и оценке механического импеданса объекта контроля. Наличие дефекта в объекте исследования влияет на механический импеданс и, сравнивая импеданс бездефектного образца и реальный импеданс объекта контроля, можно судить о наличии или об отсутствии дефектов в изделии. Данный метод в основном применяют для контроля многослойных конструкций. Например, для обнаружения непроклеенных слоев конструкции.

Велосиметрический метод также применяют для контроля многослойных конструкций. В основе данного метода лежит зависимость скорости распространения упругих волн от наличия дефектов в изделии. В объекте исследования возбуждаются непрерывные низкочастотные колебания и о наличии дефектов судят по изменению сдвига фазы принятого сигнала или по изменению времени распространения упругих колебаний.

Методы свободных колебаний основаны на возбуждении в объекте исследования вынужденных или свободных колебаний и измерении их характеристик, в основном, – частоты колебаний [67]. Свободные колебания возбуждаются кратковременным воздействием на объекте исследования, вынужденные колебания создают внешней силой с изменяемой частотой.

Кроме этого, выделяют интегральные и локальные методы свободных колебаний. В первом случае анализ частот объекта контроля идет как единого целого, во втором случае работают с отдельным участком объекта.

Локальный метод свободных колебаний, как и импедансный и велосиметрические методы, используют в основном для контроля многослойных

конструкций. Однако, как видно из его описания, он может являться решением поставленной цели по измерению толщины отложений.

Одним из основных параметров, исследуемых при применении метода локальных свободных колебаний является частотный спектр. В предполагаемом методе измерения одним из параметров, на который будет влиять толщина слоя АСПО, также является частота. В решении этого вопроса, в том числе, стоит задача исследовать частотный спектр и выявить зависимость собственных частот колебаний объекта контроля от наличия отложений на его внутренних стенках.

Рассмотрим преобразование принимаемого преобразователем частотного спектра при применении локального метода свободных колебаний.

Система «преобразователь – контролируемое изделие» может быть представлена в виде эквивалентного генератора силы *F* и трех четырехполюсников (Рисунок 2.15).



Рисунок 2.15 – Схема преобразования измерительного сигнала

Четырехполюсник 1 с передаточной функцией $K_1(j\omega)$ представляет собой локальный участок объекта контроля между зоной возбуждения и зоной приема свободных колебаний. Приемник колебаний системы представлен четырехполюсником 3 с передаточной функцией $K_3(j\omega)$. Четырехполюсник 2 является промежуточным звеном, связывающим объект контроля и приёмник. Его передаточная функция $K_2(j\omega)$. ϑ_1 , ϑ_2 и ϑ_3 – колебательные скорости на входах четырехполюсников [66].

Рассмотрим систему, в которой в качестве приемника выбран измерительный микрофон. Входной величиной микрофона является звуковое давление. Передаточная функция равна:

$$K_3(j\omega) = \frac{U}{p_3},\tag{2.4}$$

где *U* – выходное электрическое напряжение приемника;

*p*₃ – звуковое давление.

Микрофон связан с объектом контроля воздушным промежутком. В данном случае передаточная функция равна:

$$K_2(j\omega) = \frac{p_3}{\vartheta_3},\tag{2.5}$$

Передаточная функция участка объекта контроля представлена обратной величиной механического импеданса – механическим адмитансом (или переходным адмитансом) и равна:

$$K_1(j\omega) = \frac{\vartheta_2}{F}.$$
(2.6)

Если рассматривать гармонические колебания объекта контроля, то общая передаточная функция будет иметь вид:

$$\frac{U}{F} = K_1(j\omega)K_2(j\omega)K_3(j\omega).$$
(2.7)

В реализуемом методе измерения стенка объекта контроля будет возбуждаться ударным импульсом F со спектральной функцией $S_1(j\omega)$.

Рассмотрим преобразование процесса. Пусть на вход устройства с передаточной функцией $K(j\omega)$ и импульсной характеристикой g(t), поступает сигнал $s_1(t)$ со спектральной функцией $S_1(j\omega)$. Связь между входным и выходным сигналами устанавливается посредством интеграла Дюамеля и сигнал на выходе устройства при заданной импульсной характеристике g(t) определяется соотношением:

$$s_2(t) = \int_{-\infty}^{\infty} s_1(t-\tau)g(\tau)d\tau.$$
(2.8)

Представим процесс $s_1(t-\tau)$ через его спектральную функцию:

$$s_1(t-\tau) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} S_1(j\omega) e^{-j\omega\tau} e^{j\omega t} d\omega.$$
(2.9)

Тогда:

$$s_{2}(t) = \int_{-\infty}^{\infty} g(\tau) \left[\frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} S_{1}(j\omega) e^{-j\omega\tau} e^{j\omega t} d\omega \right] d\tau =$$

$$= \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} S_{1}(j\omega) \left[\int_{-\infty}^{\infty} g(\tau) e^{-j\omega\tau} d\tau \right] e^{j\omega t} d\omega.$$
(2.10)

Передаточная функция и импульсная характеристика связаны между собой преобразованием Фурье:

$$K(j\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} g(t)e^{-j\omega t}dt,$$

$$g(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} K(j\omega)e^{j\omega t}d\omega.$$
(2.11)

Подставив (2.11) в (2.10) получим:

$$s_2(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} S_1(j\omega) K(j\omega) e^{j\omega t} d\omega.$$
 (2.10)

Из (2.10) следует, что спектральная функция процесса на выходе устройства равна произведению спектральной функции входного процесса и передаточной функции устройства:

$$S_2(j\omega) = S_1(j\omega)K(j\omega). \tag{2.11}$$

Если имеется последовательное соединение устройств с передаточными функциями $K_1(j\omega)$, $K_2(j\omega)$, $K_3(j\omega)$, то спектральную функцию выходного сигнала можно представить в виде:

$$S_2(j\omega) = S_1(j\omega)K_1(j\omega)K_2(j\omega)K_3(j\omega).$$
(2.12)

Рассмотрим отдельные составляющие устройства на Рисунке 2.15 и их влияние на спектральную функцию выходного сигнала. Объект контроля и его параметры не влияют на $K_3(j\omega)$. Так как в системе в качестве приемника будет

применяться измерительный микрофон, то $K_2(j\omega)$, он также не оказывает влияния на исследуемый объект. Таким образом, $K_2(j\omega)$ и $K_3(j\omega)$ не несут полезной информации.

Изменение $S_2(j\omega)$ связано с передаточной функцией $K_1(j\omega)$ и определяется переходным адмитансом $\vartheta_2(j\omega)/F(j\omega)$. При возбуждении колебаний в объекте исследования ударным способом функция $K_1(j\omega)$ влияет на амплитуду и длительность импульса *F*, и, соответственно, на спектральную функцию $S_1(j\omega)$.

При использовании измерительного микрофона в качестве приемника, колебания объекта контроля принимаются непосредственно из зоны возбуждения. Колебательные скорости ϑ_1 и ϑ_2 допустимо считать равными, тогда переходный адмитанс можно заменить входным адмитансом объекта контроля:

$$Y_{\rm H}(j\omega) = \frac{\vartheta_1}{F} = K_1(j\omega). \tag{2.13}$$

В методе свободных колебаний механический адмитанс объекта контроля играет ключевую роль и определяет спектр сигнала на выходе приемного преобразователя.

На данный спектр оказывают влияние как технические параметры объекта контроля, например, толщина стенки или плотность материала, так и внешние факторы, вызывающие изменение параметров объекта, например, наличие дефектов в изделии. Способность дефекта оказывать влияние на спектральную функцию лежит в основе метода свободных колебаний. В исследовании полагается, что наличие отложений также будет влиять на спектральную функцию выходного сигнала и таким образом, метод свободных колебаний может служить решением поставленной цели – определения толщины АСПО.

2.4 Основные результаты и выводы

1. Проведенные экспериментальные исследования предложенных в настоящее время акустических методов измерения толщины отложений выявили ряд ограничений, затрудняющих их применение для поставленной цели. В частности, большие ограничения накладывают химический состав и физические

свойства самих отложений, а именно – неизвестная скорость распространения упругих и большое затухание упругих колебаний. Экспериментальные исследования показали необходимость разработки нового метода в решении проблемы измерения толщины АСПО.

2. При рассмотрении объекта контроля как колебательной системы, наличие отложений будут вносить изменения в спектральные характеристики колебаний системы. Таким образом, существуют параметры трубопровода как колебательной системы, которые при определенном внешнем возмущающем воздействии, будучи измеренными, будут характеризовать толщину АСПО. В частности, такими параметрами могут выступать: частота, амплитуда, энергия и длительность колебаний. Соответственно, функциональная зависимость измерения толщины отложений примет следующий вид:

$$h = F(f, A, W, t, \varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots), \qquad (2.14)$$

где *h* – толщина отложений;

f – частота колебаний;

А – амплитуда колебаний;

W-энергия колебаний;

t – длительность колебаний;

 $\varepsilon_1, \varepsilon_2, ...$ - дополнительные факторы.

3. Для достижения поставленной цели необходимо провести теоретические экспериментальные исследования ПО установлению И функциональной зависимости параметров колебаний от указанных выше переменных.

4. По результатам проведенной работы в разделе 2 диссертационного исследования опубликовано три научных работы [68–70].

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ОТЛОЖЕНИЙ

3.1 Численное моделирование объекта измерения

Для исследования выдвинутой во 2-м разделе диссертационного исследования гипотезы, проведем анализ влияния АСПО на параметры колебаний трубопровода. В инженерной практике представляет стенки интерес использования двухмассовой системы колебаний для устранения колебаний машин и сооружений [71]. В таком подходе вторая масса является поглотителем колебаний. Перенесем данные соображения на исследуемый объект. При внешнем воздействии на трубопровод силой *F*, колебание возмущенного участка трубопровода будет являться суммарным откликом стенки трубопровода и отложений, как единой колебательной системы. Влияние толщины отложений на колебательную систему будет выражаться в увеличении суммарной массы системы и в изменении ее жесткости. Наличие отложений, с одной стороны, увеличивает общую массу системы, что должно приводить к уменьшению резонансной частоты и уменьшению длительности колебаний такой системы, с другой стороны, слой отложений увеличивает демпфирование системы, уменьшая длительность колебаний. Поскольку масса пропорциональна толщине слоя, исследуя параметры колебаний системы, можно определить толщину слоя АСПО.

Дальнейшее исследование было направлено на изучение данной взаимосвязи. Проведено математическое и численное моделирование методом конечных элементов упрощенной модели объекта контроля как участка трубопровода в виде прямоугольной пластины (Рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Схема пластины

Моделирование направлено на изучение влияния толщины АСПО на резонансную частоту свободных колебаний металлической пластины. Для решения поставленной задачи выбран программный комплекс¶Г-Flex CAD [72].¶

Дифференциальное уравнение свободных колебаний изотропной пластины постоянной толщины имеет вид [73]:

$$D(\frac{\partial^4 w}{\partial x^4} + 2\frac{\partial^2 w}{\partial x^2 \partial y^2} + \frac{\partial^4 w}{\partial y^4}) + m\frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = 0, \qquad (3.1)$$

где *w* – прогиб пластины;

m – массовая плотность пластины;

D – цилиндрическая жёсткость пластины.

Массовая плотность определяется формулой:

$$m = \rho h, \tag{3.2}$$

где ρ – плотность материала;

h – толщина слоя материала.

Жесткость системы *D* зависит от упругих свойств материала и его толщины:

$$D = \frac{Eh^3}{12(1-\mu^2)},\tag{3.3}$$

где Е – модуль упругости;

 μ – коэффициент Пуассона;

h – толщина слоя материала.

Решение уравнения должно удовлетворять граничным условиям, зависящим от способа закрепления краев пластины [74, 75]. Пластины со всеми возможными случаями краевых условий исследованы с помощью метода Релея-Ритца. Решение для частоты собственных колебаний имеет вид [76]:

$$\omega = k_{rs}^2 \left(\frac{D}{m}\right)^{\frac{1}{2}},\tag{3.4}$$

1

где *k* – коэффициент, зависящий от начальных условий.

$$k_{rs}^{2} = \pi^{2} \left\{ \frac{A_{r}^{4}}{a^{4}} + \frac{A_{s}^{4}}{b^{4}} + \frac{2}{a^{2}b^{2}} \left[\mu B_{r}B_{s} + (1-\mu)C_{r}C_{s} \right] \right\}^{\frac{1}{2}},$$
(3.5)

где A_r , A_s , B_r , B_s , C_r , C_s – коэффициенты, зависящие от условий закрепления и количества узловых точек колебаний;

г и *s* – узловые точки колебаний, включая края пластины;

а и *b* – стороны пластины (Рисунок 3.1).

г – количество узловых точек вдоль стороны *a*, *s* – количество узловых точек вдоль стороны *b* [76, 77].

Рассмотрим квадратную пластину с жесткой заделкой по краям. Аналитическое решение (3.4) с учетом коэффициента (3.5) может быть упрощено до выражения [78]:

$$\omega = \frac{2\pi^2 (r + \frac{1}{3})^2}{a^2} \left(\frac{D}{\rho h}\right)^{\frac{1}{2}},\tag{3.6}$$

При наличии АСПО представим жесткость системы, как сумму жесткостей отдельных ее частей. При сохранении граничных условий аналитическое решение примет вид:

$$\omega = \frac{2\pi^2 (r + \frac{1}{3})^2}{a^2} \left(\frac{D_{\rm M} + D_{\rm o}}{\rho_{\rm M} h_{\rm M} + \rho_{\rm o} h_{\rm o}} \right)^{\frac{1}{2}},\tag{3.7}$$

где $D_{\rm M}$ и $D_{\rm o}$ – жесткость металлической пластины и жесткость парафиновых отложений соответственно;

 $\rho_{\rm M}$ и $\rho_{\rm o}$ – плотность пластины и плотность отложений соответственно;

 $h_{\rm M}$ и $h_{\rm o}$ – толщина пластины и толщина отложений соответственно.

Исходные данные для расчетов: материал пластины – сталь 20, плотность 7800 кг/м³, модуль упругости $210 \cdot 10^9$ Па, коэффициент Пуассона – 0,3. Геометрические размеры пластины: 150 мм вдоль оси абсцисс и вдоль оси ординат, толщина 12 мм. Найдем первую форму колебаний r = 1.

По результатам аналитических расчетов получено значение $\omega = 29357,33$ рад. Найдем резонансную частоту колебаний $f_{\rm p} = \omega/(2\pi) = 4674,73$ Гц.

Моделирование в программном комплексе T-Flex CAD с использованием конечно-элементного анализа для заданного объекта контроля показало значение

собственной частоты колебаний $f_{\rm M}$ = 4518,26 Гц (Рисунок 3.2). Погрешность с математическим решением составляет 3,35 %.



Рисунок 3.2 – Первая форма колебаний пластины

Далее, смоделирована пластина с теми же параметрами, но с парафиновыми отложениями с толщинами от 2 до 14 мм и с шагом отложений 2 мм. На каждом шаге фиксировалась собственная частота колебаний пластины. Как и ожидалось, с ростом толщины отложений собственная частота колебаний пластины уменьшалась. С парафиновыми отложениями толщиной 14 мм частота составила $f_{\rm M} = 4348,92$ Гц (Рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Колебания пластины с отложениями 14 мм

Проведены экспериментальные исследования по изучению частоты колебаний пластины. На защемленной по краям пластине с аналогичными геометрическими размерами, возбуждались свободные колебания и регистрировалась их частота. По результатам исследования установлена частота колебаний 4570 Гц, погрешность с математическим моделированием составляет 2,24 %. Далее проведены измерения частоты колебаний пластины с отложениями различной толщины.

На Рисунке 3.4 представлены результаты математического решения, найденного по формуле (3.7) и его сравнение с результатами численного моделирования методом конечных элементов и проведенным экспериментальным исследованием. Максимальная погрешность расхождения результатов с экспериментальным исследованием составляет 3,47 %.





Обозначения: 1 – математическое решение; 2 – экспериментальное исследование; 3 – численное моделирование

С целью дальнейшего изучения вопроса проведено численное моделирование методом конечных элементов в пакете прикладных программ

ANSYS Mechanical [79] для исследования вопроса влияния температуры на собственные колебания. Исследование влияния температуры на частоту собственных колебаний различных систем проводилось в [80, 81]. В указанных работах установлено, что с ростом температуры идет уменьшение собственных частот колебаний балок, за счет изменения упругих свойств исследуемых объектов, в частности, снижения модуля упругости. В работе [82] проведены исследования влияния температуры на колебания шарнирно опертой пластины, а в [83] влияние температуры на отклик защемленной пластины на динамическое воздействие в зависимости от температуры. Обе работы также указывают на наличие зависимости частоты колебаний пластины от температуры.

Повышение температуры приводит к изменению упругих свойств материала: у стали с повышением температуры снижаются модуль упругости и плотность, повышается коэффициент Пуассона. Кроме этого, повышение температуры приводит к температурному расширению материала. В случае наличия ограничения температурного расширения, например, при жесткой заделке, появляется противодействующая сила со стороны опоры, которая приводит к появлению напряжений в самом материале.

Если в срединной плоскости пластины действуют продольные усилия N₁₁, N₁₂, N₂₂, уравнение колебаний (3.1) примет вид:

$$D\Delta\Delta w + m_0 \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = N_{11} \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + 2N_{12} \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} + N_{22} \frac{\partial^2 w}{\partial y^2}.$$
 (3.8)

В случае, когда усилия N_{11} , N_{22} постоянны, а N_{12} равно нулю, коэффициент k_{mn}^2 (3.5) имеет вид:

$$k_{mn}^{2} = \pi^{2} \left\{ \frac{A_{m}^{4}}{a^{4}} + \frac{A_{n}^{4}}{b^{4}} + \frac{2}{a^{2}b^{2}} \left[\mu B_{m}B_{n} + (1-\mu)C_{m}C_{n} \right] + 2\left(\frac{q_{1}C_{m}}{a^{4}} + \frac{q_{2}C_{n}}{b^{4}} \right)^{\frac{1}{2}},$$

$$(3.9)$$

где q_1 и q_2 – напряжения в направлениях а и b соответственно.

$$q_1 = \frac{N_{11}a^2}{2\pi D} \quad q_2 = \frac{N_{22}b^2}{2\pi D}.$$
 (3.10)

Таким образом, температурные изменения упругих свойств материала и наличие температурных напряжений будут влиять на частоту собственных колебаний пластины.

Расчеты влияния температуры на частоту собственных колебаний проводились на следующем объекте исследования: стальная пластина с геометрическими размерами: a = 200 мм, b = 200 мм, h = 2 мм; упругие свойства материала: E = 200 ГПа, $\rho = 7850$ кг/м³, $\mu = 0.3$, $\alpha = 1.5 \cdot 10^{-5}$ 1/°C. Проведено моделирование пластины при различных условиях закрепления.

Результаты проведенного математического и численного моделирования приведены в Таблице 3.1. Установлено, что изменение температуры приводит к изменению частоты собственных колебаний.

Таблица 3.1 – Данные математического расчета и численного моделирования для пластины, заделанной по всему контуру

Мода	Расчетная частота, Гц	Частота модели Ansys, Гц	Расчетное изменение частоты при ΔT = 10 °C, Γц	Изменение частоты модели Ansys, при $\Delta T = 10$ °C, Гц	Процент изменения частоты при ΔT = 10 °C, %
2/2	439,48	438,83	353,46	353,81	19,37
3/2	896,99	894,31	801,98	800,25	10,52
3/3	1323,33	1317,60	1223,35	1219,40	7,45
4/2	1611,54	1601,50	1512,97	1502,60	6,18
4/3	2017,62	2006,80	1915,63	1906,10	5,02
5/2	2570,73	2558,80	2469,71	2458,00	3,94
4/4	2686,90	2673,20	2582,96	2570,50	3,84
5/3	2967,51	2940,90	2864,21	2837,90	3,50
5/4	3618,41	3595,20	3513,39	3491,20	2,89
5/5	4530,89	4498,90	4424,79	4393,80	2,34

Ограничение теплового расширения объекта приводит к появлению внутренних напряжений, что, в свою очередь, оказывает сильное влияние на частоту собственных колебаний. Наибольшее изменение претерпевают низшие частоты, которые пропадают с ростом температуры. Помимо изменения частот собственных колебаний, также меняются и формы колебаний. При неравномерном распределении внутренних напряжений скорость изменения частоты зависит от порядкового номера моды колебаний.

Таким образом, стоит учитывать, что изменение температуры будет влиять на результаты измерений при наличии ограничений температурного расширения объекта контроля. Похожий вывод можно найти в работе [84].

Проведено численное моделирование трубопровода в пакете прикладных программ ANSYS Mechanical методом конченых элементов.

Объект контроля представляет собой трубопровод диаметром Ø = 73 мм, толщиной $h_{\rm Tp} = 6$ мм, материал – углеродистая сталь, имеющая следующие характеристики: модуль упругости E = 200 ГПа, плотность $\rho = 7850$ кг/м3, коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$. Отложения АСПО заданы следующими физикохимическими характеристиками: модуль упругости E = 70 МПа, плотность $\rho = 915$ кг/м³, коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$.

Проведен модальный анализ (Modal) и анализ на гармонический отклик на внешнее воздействие (Harmonic Response). Результаты модального анализа представлены на Рисунке 3.5.



Рисунок 3.5 – Результаты модального анализа

а – труба без отложений; б – труба с отложениями

Моделирование в ANSYS с использованием конечно-элементного анализа для заданного объекта контроля определило значение собственной частоты колебаний трубы без отложений – $f_{\rm Tp}$ = 7030,5 Гц, значение частоты с отложениями толщиной $h_{\rm ot}$ = 6 мм – $f_{\rm ot}$ = 6654,6 Гц. Таким образом, наличие отложений приводит к уменьшению резонансной частоты трубопровода.

Полученные результаты модального анализа использованы в анализе на гармонический отклик. На участок трубопровода было оказано кратковременное воздействие силой $F = 5\sin(\frac{1}{0.03}2\pi t)^2$ и исследован его отклик. Результаты анализа представлены на Рисунках 3.6, 3.7.







Рисунок 3.7 – Результаты гармонического анализа Труба с отложениями

Частота свободных колебаний трубы без отложений составляет $f_{\rm Tp} = 6985,5$ Гц, амплитуда колебаний $A_{\rm Tp} = 6,0083 \cdot 10^{-6}$ мм. Частота свободных колебаний трубы с отложениями толщиной $h_{\rm ot} = 6$ мм составила $f_{\rm ot} = 6612,2$ Гц, амплитуда колебаний $A_{\rm Tp} = 5,7526 \cdot 10^{-6}$ мм.

Опираясь на полученные графики гармонического отклика, проведен расчет коэффициента затухания методом Half Power Bandwidth:

$$\zeta = \frac{f_2 - f_1}{2f_p},\tag{3.11}$$

где f_1 и f_2 – затухание амплитуды на 3 дБ относительно резонансной частоты (Рисунок 3.8);

 $f_{\rm p}$ – резонансная частота.

Расчетные значения затухания следующие: труба без отложений $\zeta_{\rm тр} = 81,236 \cdot 10^{-3}$, труба с отложениями $\zeta_{\rm тр} = 81,365 \cdot 10^{-3}$.



Рисунок 3.8 – Схема расчета затухания

Проведенное численное моделирование подтвердило наличие взаимосвязи между толщиной отложений и параметрами колебаний стенки трубопровода.

Дополнительно проведено моделирование влияния различной плотности отложений на частоту и амплитуду колебаний при резонансном отклике. Как было отмечено в первом разделе диссертации, АСПО состоят из парафина, асфальтенов и смол. Итоговая плотность АСПО складывается из процентного соотношения отдельных его компонентов. При этом плотность отдельных компонентов имеет свой определённый диапазон значений. Так, плотность парафина составляет $\rho = 880-915$ кг/м³, смол $\rho = 990-1080$ кг/м³, асфальтенов

 $\rho = 1000-1200$ кг/м³. Дополнительно стоит указать плотность нефти $\rho = 770-970$ кг/м³. АСПО на 20-40% состоит из АСВ и на 20-70% из парафинов. Таким образом, если в массе будут преобладать асфалтеновые вещества, то плотность АСПО будет выше.

Проведено численное моделирование на гармонический отклик трубопровода при разной плотности АСПО. Результаты численного моделирования представлены на Рисунках 3.9, 3.10.



Рисунок 3.9 – Зависимость частоты колебаний от плотности отложений



Рисунок 3.10 – Зависимость амплитуды колебаний от плотности отложений

С повышением плотности АСПО идет уменьшение резонансной частоты и уменьшение амплитуды колебаний. Этот момент необходимо учитывать при проведении измерений толщины АСПО.

3.2 Экспериментальное исследование зависимости параметров колебаний участка трубопровода от толщины отложений

Для дальнейшей проверки исследуемых зависимостей параметров колебаний от толщины отложений проведено экспериментальное исследование. Объект контроля представляет собой участок насосно-компрессорной трубы диаметром Ø = 91 мм и толщиной $h_{\rm rp} = 6$ мм. Для обеспечения равноточных измерений необходимо возбуждение однотипных колебаний. С этой целью собрана установка, позволяющая задавать амплитуду U, период T1, период следования T2 и количество колебаний N. Схема измерительного канала экспериментальной установки показана на Рисунке 3.11.



Рисунок 3.11 – Схема ИК

Обозначения: 1 – возбудитель колебаний; 2 – приемник колебаний; 3 – стенка трубы; 4 – АСПО; 5 – усилитель; 6 – генератор; 7 – АЦП; 8 – микроконтроллер

На локальном участке трубопровода посредством электромагнитного возбудителя 1 осуществляется последовательность ударов с заданными характеристиками U, T1, T2, N. Каждый единичный удар возбуждает колебания

стенки трубопровода, которые записываются для дальнейшей обработки. В процессе экспериментального исследования, на внутреннюю стенку трубы наносились АСПО с определенным шагом толщины (Рисунок 3.13). На каждом шаге записывалось не менее 100 откликов колебательной системы.



Рисунок 3.12 – Отложения при проведении экспериментальных исследований

В общем итоге проведено 600 равноточных измерений: 100 измерений на участке трубопровода без отложений и по 100 измерений на том же участке трубопровода с отложениями толщиной 2, 5, 9, 12 и 15 мм.

Для обработки записанных измерительных сигналов разработана программа на языке программирования Python [85, 86]. Для анализа были выбраны следующие параметры акустического сигнала: частота, амплитуда, энергия и длительность сигнала. Алгоритм работы программы представлен на Рисунке 3.13. В Таблице 3.2 приведены обозначения, которые используются в схеме алгоритма, представленного на Рисунке 3.13.

Опишем алгоритм работы программы. Для начала осуществляется загрузка данных, представляющих собой запись измерительного сигнала (блок 1). Далее происходит фильтрация сигнала по заданным порогам *h*1, *w*1 и *d*1 с целью определения в измерительном сигнале отдельных акустических импульсов (блок 2). По результатам фильтрации сигнала создается выборка для дальнейшей обработки, содержащая *N* сегментов, каждый из которых содержит отдельный акустический импульс (блок 3). Далее осуществляется обработка *i*-го сегмента (блоки 4–9). Отдельный акустический импульс подвергается дискретному преобразованию Фурье (блок 5) для получения частотного спектра и дальнейшего нахождения частоты $f_{i max}$ и ее амплитуды $A_{i max}$ по заданным порогам h2 и d2 (блок 6). Отслеживание изменения частоты проводилось в предварительно выбранном диапазоне частот от 1700 до 2100 Гц.

Обозначение	Комментарий		
h1	Пороговое значение амплитуды, по превышению которого		
	определяется начало единичного акустического импульса		
w1	Пороговое значение ширины пика h1		
<i>d</i> 1	«Мертвое время», в котором не идет анализ. Необходимо для разбивки		
	измерительного сигнала на отдельные сегменты		
Ν	Количество акустических импульсов		
Ai max	Максимальная амплитуда <i>i</i> -го акустического импульса		
fi max	Максимальная частота <i>i</i> -го акустического импульса		
f min, f max	Границы интервала, в котором идет определение частоты		
h2	Пороговое значение амплитуды, по превышению которого выбирается		
	гармоника для анализа частоты и амплитуды		
d2	Минимальное расстояние между двумя гармониками		
ti	Значение длительности і-го акустического импульса		
h3	Пороговое значение, по превышению которого рассчитывается		
	длительность акустического импульса		
Wi	Значение энергии <i>i</i> -го акустического импульса		

Таблица 3.2 – Обозначения на схеме алгоритма, представленного на Рисунке 3.13

Далее, проводится расчет времени длительности сигнала t_i по заданному порогу h3 (блок 7). Длительность сигнала рассчитывается как разность координат между начальным и конечным пиками во временной области, превышающих заданный порог амплитуды h3. Последним проводится расчет энергии сигнала W_i (блок 8).



Рисунок 3.13 – Алгоритм работы программы

Энергия сигнала считается во временной области между начальным и конечным пиками, превышающим выбранный порог *h*3, по формуле:

$$W = \sum_{n=-\infty}^{\infty} W_n = \sum_{n=-\infty}^{\infty} |S_n|^2.$$
 (3.12)

Полученные значения $f_{i max}$, $A_{i max}$, t_i , W_i сохраняются в дата-сет для дальнейшей статистической обработки (блок 10).

На Рисунках 3.14, 3.15 представлены скриншоты с примерами обработки сигналов в разработанном программном обеспечении.





а – труба без отложений; б – труба с отложениями



Рисунок 3.15 – Спектральные характеристики сигналов а – труба без отложений; б – труба с отложениями

3.3 Статистическая обработка результатов экспериментальных исследований

Полученные значения параметров $f_{i max}$, $A_{i max}$, t_i , W_i измерительного сигнала проверены на наличие грубых ошибок. Для оценки грубых ошибок применены критерий Романовского и критерий 3-о. Для проведения расчетов выбран уровень значимости q = 0,01.

Критерий Романовского применяется, если число измерений *n* ≤ 20. Значение критерия вычисляется по формуле [87]:

$$\beta = \frac{|X_i - \overline{X}|}{S_x},\tag{3.13}$$

где \bar{X} – среднее значение исследуемого параметра;

X_i – *i*-е значение исследуемого параметра;

S_x – исправленное среднеквадратического отклонение.

При проверке результатов измерений на наличие грубых ошибок по критерию «трех сигм» отсекается сомнительный результат, который удовлетворяет условию [88]:

$$|X_i - \bar{X}| \ge 3S_x. \tag{3.14}$$

Все грубые ошибки удалены из результатов измерений. Оставшиеся полученные значения будут учитываться в дальнейшей обработке.

Проведено определение принадлежности полученных результатов к нормальному распределению по составному *d*-критерию [89].

Критерий 1 найден по формуле:

$$d_{\phi a \kappa \tau} = \frac{\sum_{i=1}^{n} |X_i - \bar{X}|}{\sqrt{n \sum_{i=1}^{n} (X_i - \bar{X})^2}}.$$
(3.15)

Гипотеза о принадлежности к нормальному распределению подтверждается, если полученные значения $d_{\phi a \kappa \tau}$ лежат в интервале от $d_{0,5}$ до $d_{1-0,5q}$. Для доверительного интервала q=0,01, квантили распределения d равны: $d_{1-0,5q} = 0,995$ и $d_{0,5} = 0,005$.

Все полученные значения $d_{\phi a \kappa \tau}$ лежат в интервале от $d_{0,5}$ до $d_{1-0,5q}$.

Критерий 2: Гипотеза о принадлежности к нормальному распределению результатов измерения подтверждается, если не более *m* разностей $|X_i - \bar{X}|$ превзошли значения $Z_{0,5(1+P)}Sx$.

Табличное $Z_{0,5(1+P)} = 2,328$. Для уровня значимости q = 0,01, табличное m = 1. Среди всех значений $|X_i - \bar{X}|$ только одно значение превышает произведение $Z_{0,5(1+P)}Sx$. Таким образом, все значения соответствуют и первому, и второму критерию, на основании чего сделан вывод о том, что результаты эксперимента принадлежат нормальному распределению во всех сериях измерений.

Для оценки тесноты и направления связи между изучаемыми переменными при их стохастической зависимости рассчитан коэффициент корреляции.

В каждой отдельной серии измерений найдено среднее значение измерения по каждому параметру и проведено изучение его зависимости от толщины отложений.

Коэффициент корреляции *r*_{xy} определяется формулой Пирсона [90]:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^{n} (y_i - \bar{y})^2}},$$
(3.16)

где x_i – значения толщины АСПО;

y_i – значения параметра (частота, амплитуда, энергия, длительность).

Коэффициент корреляции для параметров «толщина АСПО – частота колебаний» составил:

$$r_{xy} = -0.97$$
.

Выдвинуто предположение о наличии зависимости между частотой колебаний и толщиной отложений в виде полиноминального уравнения первой степени: $\dot{y} = ax + b$.

Для поиска коэффициентов *а* и *b* проведен регрессионный анализ по следующим формулам [91]:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i \sum_{i=1}^{n} y_i - n \sum_{i=1}^{n} x_i y_i}{(\sum_{i=1}^{n} x_i)^2 - n \sum_{i=1}^{n} x_i^2},$$
(3.17)

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i \sum_{i=1}^{n} x_i y_i - \sum_{i=1}^{n} x_i^2 \sum_{i=1}^{n} y_i}{(\sum_{i=1}^{n} x_i)^2 - n \sum_{i=1}^{n} x_i^2}.$$
(3.18)

Уравнение регрессии имеет вид:

$$y = -10,17x + 1953,05.$$

Коэффициент детерминации определяется по формуле:

$$R^{2} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n} (y_{i} - \dot{y}_{i})^{2}}{\sum_{i=1}^{n} (y_{i} - \bar{y})^{2}},$$
(3.19)
где \dot{y}_i – расчетное значение *i*-го параметра.

Коэффициент детерминации составляет:

$$R^2 = 0.938.$$

Таким образом, 93,8 % частоты у зависит от переменной толщины АСПО х.

График зависимости частоты колебаний от толщины отложений представлен на Рисунке 3.16.



Рисунок 3.16 – График зависимости частоты колебаний от толщины АСПО

На Рисунке 3.17 представлен набор спектров в диапазоне частот от 1700 до 2100 Гц, на котором можно проследить смещение частоты в более низкий диапазон с ростом толщины отложений.

Так как в большинстве случаев уравнение регрессии приходится строить на основе выборочных данных, то возникает вопрос об адекватности построенного уравнения генеральным данным. Для ответа на него проведена проверка статистической значимости коэффициента детерминации R^2 на основе F-критерия Фишера:

$$F_{\phi a \kappa \tau} = \frac{R^2}{1 - R^2} \frac{(n - m - 1)}{m},$$
(3.20)

где *n* – число наблюдений;

т – число факторов в уравнении регрессии.



Рисунок 3.17 – Спектры частот в диапазоне от 1700 до 2100 Гц

Табличное значение критерия для q = 0,01, n = 6, m = 1, $F_{\text{табл}} = 13,74$. Расчетное значение составило $F_{\phi a \kappa \tau} = 61,23$. $F_{\phi a \kappa \tau} > F_{\text{табл}}$, что говорит о значимости выбранной модели.

Наряду с проверкой значимости коэффициента детерминации *R*² проведена проверка значимости каждого коэффициента регрессии. Для определения статистической значимости отдельных коэффициентов уравнения рассчитаны t-критерии Стьюдента:

$$t_a = \frac{a}{m_a}, t_b = \frac{b}{m_b}, t_{rxy} = \frac{r_{xy}}{m_{rxy}},$$
 (3.21)

где m_a – случайная ошибка a;

 m_b – случайная ошибка b;

*m*_{*rxy*} – случайная ошибка *r*_{*xy*}.

Ошибки рассчитываются по формулам:

$$m_a = \sqrt{\frac{1}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \dot{y_i})^2}{n - 2}},$$
(3.22)

$$m_b = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y_i})^2}{n-2}} \frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2},$$
(3.23)

$$m_{xy} = \sqrt{\frac{1 - (r_{xy})^2}{n - 2}}.$$
(3.24)

Полученные значения случайных ошибок равны:

$$m_{\rm a} = 1,3, \quad m_{\rm b} = 11,6, \quad m_{\rm rxy} = 0,13.$$

Полученные значения t-статистики Стьюдента по модулю равны:

$$t_{\rm a} = 7,82, t_{\rm b} = 168,24, t_{\rm rxy} = 7,73.$$

Табличное значение для q = 0,01 и k = (n-2), составляет $t_{\text{табл}} = 4,6$. Полученные расчетные значения t превышают табличное значение, а значит, можно говорить о статистической значимости коэффициентов уравнения.

Аналогичным образом проведен анализ зависимости других измеренных параметров колебаний от толщины АСПО.

Коэффициент корреляции для параметров «толщина АСПО – амплитуда колебаний» составил:

$$r_{\rm xy} = -0.93$$
.

Коэффициент детерминации равен:

$$R^2 = 0,87.$$

Уравнение регрессии имеет вид:

$$y = -8,63x + 194,33.$$

График зависимости амплитуды колебаний от толщины отложений показан на Рисунке 3.18.

Коэффициент корреляции для параметров «толщина АСПО – энергия колебаний» составил:

$$r_{\rm xy} = -0,99.$$

Коэффициент детерминации равен:

$$R^2 = 0,98.$$

Уравнение регрессии имеет вид:

$$y = 34e^{-0.17x}$$



Рисунок 3.18 – График зависимости амплитуды колебаний от толщины АСПО

График зависимости амплитуды колебаний от толщины отложений показан на Рисунке 3.19.



Рисунок 3.19 – График зависимости энергии колебаний от толщины АСПО

Коэффициент корреляции для параметров «толщина АСПО – длительность колебаний» составил:

$$r_{\rm xv} = -0.98.$$

Коэффициент детерминации равен:

$$R^2 = 0,86.$$

Уравнение регрессии имеет вид:

$$y = -57,63x + 1051,87.$$

График зависимости амплитуды колебаний от толщины отложений показан на Рисунке 3.20.



Рисунок 3.20 – График зависимости длительности колебаний от толщины АСПО

Сводные данные корреляционно-регрессионного анализа представлены в Таблице 3.3.

Исследуемые	Вид регрессионной	Коэффициент	Коэффициент	
параметры	модели	детерминации, <i>R</i> ²	корреляции, <i>r</i> _{xy}	
частота сигнала от	полином первой	0.030	0.969	
толщины отложений	степени	0,757	-0,707	
амплитуда сигнала от	полином первой	0.860	0.032	
толщины отложений	степени	0,007	-0,932	
энергия сигнала от	экспоненциальная	0.981	_0 990	
толщины отложений	экспоненциальная	0,701	-0,770	
длительность сигнала от	полином первой	0.958	0.979	
толщины отложений	степени	0,750	-0,979	

Таблица 3.3 – Результаты корреляционно-регрессионного анализа

На основе полученных данных можно сделать следующие выводы:

 частота колебаний уменьшается с ростом толщины отложений.
 Однако диапазон изменения составляет в среднем 10 Гц на 1 мм толщины, что в процентном соотношении составляет 0,5 %;

2) амплитуда сигнала в целом убывает с ростом толщины отложений, однако на разных частотах и толщинах имеет неравномерное распределение. На стенке без отложений и с отложениями малой толщины преобладают высокие частоты, которые быстро затухают с ростом частоты. На низких частотах (диапазон 823 Гц и 1290 Гц, Рисунок 3.21) прослеживается равномерное уменьшение амплитуды с ростом толщины;

3) энергия сигнала убывает по экспоненциальному закону. Нелинейная функция преобразования может накладывать определенные ограничения на градуировку датчика для информационно-измерительной системы. Однако энергия сигнала имеет лучшие показатели корреляции *r*_{xy} и детерминации *R*²;

4) длительность сигнала изменяется по линейному закону в среднем на 1,3 мс на 1 мм толщины отложений. Для сигнала с изначальной длительностью 25 мс это изменение составляет 5 %. Таким образом, длительность сигнала выступает наиболее информативным параметром.



Рисунок 3.21 – Спектры сигналов для различных толщин отложений

78

Для дальнейшего определения наиболее значимого параметра проведено исследование с использованием метода главных компонент (PCA). Результаты анализа показаны на Рисунке 3.22.



Рисунок 3.22 – Результаты анализа методом главных компонент а – график счетов; б – график нагрузок

На графике счетов (Рисунок 3.22 а) серии измерений лежат вдоль оси абсцисс (первой главной компоненты – PC1) по порядку уменьшения толщины АСПО, что свидетельствует о том, что PC1 отвечает за изменение толщины.

По графику нагрузок (Рисунок 3.22 б) можно сделать вывод, что параметр «длительность» (duration) больше всего влияет на нашу модель (т.к. находится дальше от 0).

Для установления влияния дополнительных факторов проведены дополнительные экспериментальные исследования на трубопроводах одного диаметра, но разной толщины: 159х10 мм, 159х8 мм и 159х6 мм. Также проведены дополнительные экспериментальные исследования на трубопроводах одной толщины, но разного диаметра: 159х6 мм, 108х6 мм и 73х6 мм. Исследования проводились по описанной в разделе 3.2 схеме. Проведены серии равноточных измерений на участке трубопроводов без отложений и на участках с отложениями 3, 6, 9 и 12 мм.

Полученные результаты экспериментальных исследований подвергнуты двухфакторному дисперсионному анализу. Результаты анализа для параметров «толщина АСПО – толщина стенки трубопровода – частота колебаний» представлены в Таблице 3.4. Проверяемые гипотезы: А – толщина АСПО не влияет на частоту колебаний; Б – толщина стенки не влияет на частоту колебаний.

Таблица 3.4 – Результаты двухфакторного дисперсионного анализа

параметров «толщина АСПО – толщина стенки трубы – частота колебаний»

Название параметра	<i>F</i> -статистика	р-значение	<i>F</i> критическое
Толщина АСПО	8,206	0,006	3,838
Толщина стенки	16241,541	3,675.10-15	4,459

По результатам анализа отвергаем гипотезу А и отвергаем гипотезу Б. Стоит отметить, что *p*-значение у толщины стенки меньше на много порядков, чем это же значение у параметра толщина АСПО.

Результаты анализа для параметров «толщина АСПО – толщина стенки трубопровода – амплитуда колебаний» представлены в Таблице 3.5. Проверяемые гипотезы: А – толщина АСПО не влияет на амплитуду колебаний; Б – толщина стенки не влияет на амплитуду колебаний.

Таблица 3.5 – Результаты двухфакторного дисперсионного анализа

			~		~
TANAMATHOD	$\mu_{\rm TOIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII$	TOTIUIU	CTEUVII TOVOLI	OMPHIATURO	VOLEOBILIUM)
парамстров	«полщина попо -	- полщина		амплитуда	колсоапии//
1 1	•	,	1.	<i>J</i> ' '	

Название параметра	<i>F</i> -статистика	р-значение	<i>F</i> критическое
Толщина АСПО	2,536	0,122	3,838
Толщина стенки	19,586	8,272.10-4	4,459

По результатам анализа принимаем гипотезу А и отвергаем гипотезу Б.

Результаты анализа для параметров «толщина АСПО – толщина стенки трубопровода – энергия колебаний» представлены в Таблице 3.5. Проверяемые

гипотезы: А – толщина АСПО не влияет на энергию колебаний; Б – толщина стенки не влияет энергию колебаний.

Таблица 3.6 – Результаты двухфакторного дисперсионного анализа параметров «толщина АСПО – толщина стенки трубы – энергия колебаний»

Название параметра	<i>F</i> -статистика	р-значение	<i>F</i> критическое
Толщина АСПО	59,589	5,416.10-6	3,838
Толщина стенки	15,088	0,002	4,459

По результатам анализа отвергаем гипотезу А и отвергаем гипотезу Б. Стоит отметить низкое значение *p*-критерия у параметра толщина АСПО.

Результаты анализа для параметров «толщина АСПО – толщина стенки трубопровода – длительность колебаний» представлены в Таблице 3.7. Проверяемые гипотезы: А – толщина АСПО не влияет на длительность колебаний; Б – толщина стенки не влияет длительность колебаний.

Таблица 3.7 – Результаты двухфакторного дисперсионного анализа

					~		~	~
парамет	оов «топшина	ACHO =	топшина	стенки	TDVOM -	энергия	колеоан	ии»
mapamer		110110	толщина	U I UIIMII	rpjobi	oneprim	Rosieoun	1111//

Название параметра	<i>F</i> -статистика	р-значение	<i>F</i> критическое
Толщина АСПО	80,45227	1,697.10-6	3,838
Толщина стенки	26,54768	2,939.10-4	4,459

По результатам анализа отвергаем гипотезу А и отвергаем гипотезу Б.

Результаты анализа для параметров «толщина АСПО – диаметр стенки трубопровода – частота колебаний» представлены в Таблице 3.8. Проверяемые гипотезы: А – толщина АСПО не влияет на частоту колебаний; Б – диаметр стенки не влияет на частоту колебаний.

Название параметра	<i>F</i> -статистика	<i>р</i> -значение	<i>F</i> критическое
Толщина АСПО	2,038	0,182	3,838
Диаметр стенки	4677,451	5,330·10 ⁻¹³	4,459

Таблица 3.8 – Результаты двухфакторного дисперсионного анализа параметров «толщина АСПО – диаметр стенки трубы – частота колебаний»

По результатам анализа принимаем гипотезу А и отвергаем гипотезу Б.

Результаты анализа для параметров «толщина АСПО – диаметр стенки трубопровода – амплитуда колебаний» представлены в Таблице 3.9. Проверяемые гипотезы: А – толщина АСПО не влияет на амплитуду колебаний; Б – диаметр стенки не влияет на амплитуду колебаний.

Таблица 3.9 – Результаты двухфакторного дисперсионного анализа

Название параметра	<i>F</i> -статистика	р-значение	<i>F</i> критическое
Толщина АСПО	8,518	0,006	3,838
Диаметр стенки	21,077	0,001	4,459

По результатам анализа отвергаем гипотезу А и отвергаем гипотезу Б.

Результаты анализа для параметров «толщина АСПО – диаметр стенки трубопровода – энергия колебаний» представлены в Таблице 3.10. Проверяемые гипотезы: А – толщина АСПО не влияет на энергию колебаний; Б – диаметр стенки не влияет на энергию колебаний.

Таблица 3.10 – Результаты двухфакторного дисперсионного анализа параметров «толщина АСПО – диаметр стенки трубы – энергия колебаний»

Название параметра	<i>F</i> -статистика	р-значение	<i>F</i> критическое
Толщина АСПО	14,835	0,901.10-4	3,838
Диаметр стенки	17,445	0,001	4,459

По результатам анализа отвергаем гипотезу А и отвергаем гипотезу Б.

Результаты анализа для параметров «толщина АСПО – диаметр стенки трубопровода – длительность колебаний» представлены в Таблице 3.11. Проверяемые гипотезы: А – толщина АСПО не влияет на длительность колебаний; Б – диаметр стенки не влияет на длительность колебаний.

Таблица 3.11 – Результаты двухфакторного дисперсионного анализа параметров «толщина АСПО – диаметр стенки трубы – длительность колебаний»

	<i>F</i> -статистика	р-значение	<i>F</i> критическое
Толщина АСПО	12,120	0,002	3,838
Диаметр стенки	28,172	0,238.10-4	4,459

По результатам анализа отвергаем гипотезу А и отвергаем гипотезу Б.

Результаты анализа значимости вклада каждого отдельного параметра в процентном соотношении показаны на Рисунках 3.23, 3.24.



Рисунок 3.23 – Двухфакторный дисперсионный анализ взаимосвязи параметров колебаний от толщины отложений и толщины стенки трубопровода



Рисунок 3.24 – Двухфакторный дисперсионный анализ взаимосвязи параметров колебаний от толщины отложений и диаметра трубопровода

Как показывает анализ, толщина стенки и диаметр трубопровода вносят наибольший вклад в такие исследуемые параметры, как частота и амплитуда колебаний. Такие результаты можно объяснить тем, что толщина стенки напрямую влияет на жесткость конструкции (уравнение (3.4)), как и ее радиус [94]. В то время как наличие отложений на внутренней стенке и их толщина являются демпфером свободных колебаний, поэтому оказывают большое влияние на параметры энергия и длительность колебаний.

Для исследования влияния наличия среды внутри трубопровода на исследуемые параметры проведены дополнительные экспериментальные исследования на трубопроводе 73х6 мм. В качестве среды использовано масло ($\rho = 930 \text{ кг/m}^3$). Измерены параметры колебаний на участке трубопровода без отложений и на участке с отложениями толщиной 3, 6, 9 и 12 мм.

Результаты исследований для параметров энергия и длительность показаны на Рисунках 3.25, 3.26.

Как видно из графиков, среда забирает часть энергии на себя. Однако поскольку в колебаниях поверхности трубопровода при наличии среды в сам процесс колебаний вовлечен лишь небольшой поверхностный слой среды, появление отложений на стенке трубопровода по-прежнему вносит вклад в изменение параметров колебаний. Однако наличие среды необходимо учитывать при проведении измерений толщины АСПО.



Рисунок 3.25 – Зависимость энергии колебаний от толщины отложений при наличии среды



Рисунок 3.26 – Зависимость длительности колебаний от толщины отложений при наличии

среды

3.4 Метод измерения толщины АСПО

По результатам проведенной работы предложен новый метод измерения толщины АСПО.

Фундаментом метода измерения является **принцип** – физическое явление или эффект, положенный в основу измерения. В основу нового метода измерения толщины АСПО положена доказанная в разделе 3 диссертационного исследования взаимосвязь переменных процесса колебаний стенки трубопровода от толщины отложений.

Метод измерения – это прием или совокупность приемов (процедур), используемых для выполнения процесса измерения. В основе предлагаемого метода измерения толщины АСПО лежат следующие процедуры.

1. Получение значений переменных (энергии и длительности) акустического сигнала для объекта контроля с известной толщиной АСПО. Для этого проводится калибровка оборудования. Калибровка осуществляется или непосредственно на участке объекта контроля, или на трубопроводе с аналогичными акустическими характеристиками. При проведении калибровки возбуждаются и регистрируются колебания объекта контроля без отложений и с отложениями различной известной толщины. Отложения используются с исследуемого месторождения. По результатам обработки записанных сигналов получают значения энергии и длительности сигнала колебаний участка трубопровода без отложений и с отложениями известной толщины.

2. Построение функциональных зависимостей. На основании полученных данных по результатам калибровки, строятся функциональные зависимости толщины АСПО от исследуемых переменных: энергии и длительности сигнала.

3. Проведение измерений. Система размещается на объекте исследования для проведения измерений толщины АСПО. В процессе измерения возбуждаются свободные колебания объекта контроля с последующей их регистрацией и обработкой. При обработке сигнала получают значения энергии и длительности сигнала. По полученным значениям, на основании установленных

ранее функциональных зависимостей, определяется значение неизвестной толщины отложений.

Схема проведения измерений показана на Рисунке 3.27.



Рисунок 3.27 – Схема метода измерения толщины АСПО

Обозначения: ОК – объект контроля; В – возбудитель колебаний; П – приемник колебаний;

В/П – модуль управления возбуждением и приемом колебаний; МК - микроконтроллер

Предложенный метод измерения толщины АСПО отвечает следующим требованиям:

1) систематичность: измерения проводятся в строгом соответствии с разработанной методикой, отображающей последовательность операций, с целью обеспечения надежности измерений;

2) объективность: измерения свободны от личных и субъективных оценок. Метод дает одинаковые результаты независимо от того, кто проводит измерения;

3) повторяемость: проводимые измерения являются воспроизводимыми при повторном проведении эксперимента в тех же условиях, что подтверждает надежность полученных данных;

4) измеримость: четко определены параметры, подлежащие измерению, и единицы, в которых проводятся измерения;

5) статистическая обработка данных: анализ результатов измерения включает использование статистических методов для обработки результатов;

6) проверяемость: результаты доступны для проверки другими исследователями;

7) теоретическая база: принцип измерения основан на существующих научных теориях и концепциях.

Таким образом, предложенный новый метод измерения толщины АСПО отвечает требованиям научного метода и может считаться надежным и эффективным.

3.5 Основные результаты и выводы

1. Численное моделирование и экспериментальные исследования трубопроводов с нанесёнными АСПО определили группу переменных объекта контроля как колебательной системы, которые будучи измеренными при внешнем воздействии, могут характеризовать толщину АСПО. Установлена взаимосвязь между толщиной АСПО и следующими переменными: частота, амплитуда, энергия и длительность колебаний стенки трубопровода.

2. По результатам статистического анализа экспериментальных данных установлено, что в качестве наиболее информативных переменных, по которым целесообразно определять толщину АСПО, выступают энергия и длительность колебаний.

3. Предложен и обоснован метод измерения толщины АСПО на внутренней стенке трубопроводов, основанный на исследовании зависимости переменных колебаний стенки трубопровода от толщины отложений.

4. По результатам проведенной работы в разделе 3 диссертационного исследования опубликовано четыре научных работы [95–98].

88

4 РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ОТЛОЖЕНИЙ

4.1 Разработка структурной и функциональной схем ИИС ОТО

Как было отмечено в первом разделе диссертационного исследования, АСПО имеют неравномерное распределение как по сечению трубопровода, так и по его протяженности. Таким образом, для повышения достоверности результатов измерения необходимо, чтобы ИИС имела несколько независимых каналов измерения.

Количество каналов определяется конкретным объектом исследования. Для определения количества каналов проводится предварительное изучение объекта контроля с целью сбора информации о его особенностях: геометрические параметры трубопровода, его протяженность, условия эксплуатации, расписание межочистных мероприятий и др.

Каждый канал должен работать независимо и иметь в себе два тракта: возбуждающий и измерительный. Первый тракт возбуждает на объекте исследования свободные затухающие колебания с заданными параметрами, второй тракт преобразует акустический сигнал в электрический, усиливает его, оцифровывает и передает в контроллер для дальнейшей обработки.

Как было установлено в третьем разделе диссертационного исследования, основой измерения будет экспериментальное определение функциональной зависимости переменных (энергии и длительности) колебаний от толщины отложений на эталонных образцах (этап калибровки ИИС) и дальнейшее применение установленных зависимостей для определения толщины отложений при проведении измерений на объекте исследования.

Кроме этого ИИС должна накапливать не только результаты калибровки, но и результаты измерений. В последующем накопленные знания могут быть применены для углубленного изучения свойств конкретных месторождений, а именно: исследование скорости образования АСПО, зависимость скорости образования АСПО от погодных условий, времени года, динамика образования АСПО в сравнении нескольких месторождений и т.п. Для этого в структуре ИИС выделен блок – файловый архив данных. Наличие файлового архива позволяет не только проводить измерения, но и строить прогнозы образования АСПО во времени.

Структурная схема ИИС ОТО показана на Рисунке 4.1.

ИИС ОТО управляется с автоматизированного рабочего места АРМ, с которого задаются параметры контроля и на котором отображаются результаты измерений. АРМ через интерфейс связи задает команды для микропроцессорного контроллера МК, который через программируемую логическую интегральную схему ПЛИС осуществляет запуск измерений с *i*-го ИК и сбор измерительной информации. Хранение полученной информации осуществляется в Объектном хранилище.

ИИС ОТО является многоканальной системой. Каждый измерительный канал состоит из тракта возбуждения и тракта измерения. Канал возбуждения состоит из цифро-аналогового преобразователя ЦАП, преобразующего цифровой ПЛИС сигнал с аналоговый заданной амплитуды, В нормирующего преобразователя НП, обеспечивающего импульсы заданного периода и частоты следования И возбудителя колебаний ΠВ. ΠВ представляет собой электромагнитный возбудитель, который возбуждает в объекте исследования свободные колебания.

Измерительный тракт состоит из первичного преобразователя колебаний в электрический сигнал ПП, входного усилителя ВУ и аналогово-цифрового преобразователя АЦП. Оцифрованный сигнал передается через ПЛИС на МК для дальнейшей обработки.

Кроме этого, в каждом конкретном месте установки датчиков по длине объекта контроля, можно устанавливать по два датчика: на верхнюю и нижнюю образующие трубопровода для снижения погрешности от неравномерного распределения отложений.

На Рисунке 4.2 показана функциональная схема работы ИИС ОТО.



Рисунок 4.1 – Структурная схема ИИС ОТО

Обозначения: ИМ – измерительные модули; ПВ – возбудитель колебаний;

ИГ – измерительный генератор; ПН – преобразователь напряжения;

ПП – первичный преобразователь; ВУ – входной усилитель;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь; ДТ – датчик температуры;

ПИ – преобразователь интерфейса; FPGA – программируемые логические интегральные схемы;

LoRa –технологии беспроводной связи; МК – микроконтроллер;

ЗУ – запоминающее устройство; ИП – источник питания; ИС – интерфейс связи;

АРМ – автоматизированное рабочее место



Рисунок 4.2 – Функциональная схема ИИС ОТО

Обозначения: *S*(*t*) – измерительный сигнал; *fft* – частотный спектр сигнала; *W*(*h*) и *t*(*h*) – функциональные зависимости энергии и длительности сигнала от толщины отложений, установленные при калибровке ИИС; *W_x* и *t_x* – измеренные значения энергии и длительности сигнала; *h_w* и *h_t* – значения толщины АСПО, рассчитанные по функциональным зависимостям; *h_x* – вычисленная толщина отложений; *h_i* – прогнозируемая толщина отложений; *t_i* – время прогноза

Параметры измерения, такие как амплитуда возбуждения сигнала, его длительность, частота следования, количество импульсов и период проведения измерений, передаются на МК в блок управления. Блок управления по заданным параметрам возбуждает на объекте исследования колебания и записывает измерительный сигнал S(t).

Записанный временной сигнал *S*(*t*) передается в блок обработки, где по заданным параметрам установленных пороговых значений происходит обработка сигнала:

1) быстрое преобразование Фурье, для получения спектра измерительного сигнала *fft*;

2) расчет энергии сигнала W и определение толщины отложений по энергии h_W по заранее построенной функциональной зависимости;

3) расчет длительности сигнала t и определение толщины отложений по длительности h_t по заранее построенной функциональной зависимости;

4) окончательный расчет толщины отложений h_x как среднее арифметическое от h_W и h_t .

Далее, рассчитанная толщина отложений h_x передается в Блок оценки, в котором происходит сравнение измеренной толщины отложений h_x с пороговым значением, установленным для конкретного объекта контроля. В случае превышения установленного порога происходит оповещение оператора о необходимости проведения очистных мероприятий.

При наличии пяти и более измерений с установленным временным промежутком t_i (например, измерения проводятся раз в неделю), данные о толщине отложений передаются в Блок прогнозирования, в котором происходит экстраполяция данных по времени и прогноз толщины отложений на ближайшие временные промежутки. Если в ближайшее время толщина отложений достигнет установленного порогового значения, происходит оповещение оператора с рекомендацией о планировании очистных мероприятий.

Параметры проведения измерений, такие как амплитуда возбуждающего сигнала, пороговые значения при программной обработке измерительного

сигнала, зависят от конкретного исследуемого объекта – в первую очередь, от его геометрических характеристик и материала. Указанные параметры подбираются экспериментально при проведении калибровки ИИС ОТО.

Хранения данных в ИИС ОТО осуществляется в Объектном хранилище. Выбранный тип хранения данных позволяет осуществлять хранение большого количества информации, а также обеспечить ее защиту по принципу неизменяемости записанных данных – Write Once, Read Many. Файлы данных записываются один раз с последующим к ним обращением без возможности их изменения.

Объектное хранилище содержит следующие данные:

 параметры контроля применительно к конкретным типоразмерам исследуемых объектов. Данная информация запрашивается при калибровке ИИС ОТО и при проведении измерений, для обеспечения одинаковых соблюдений условий проведения измерений;

2) построенные функциональные толщиной зависимости между отложений И переменными колебаний, применительно типоразмеру к исследуемого объекта, материала объекта и АСПО (плотности). Функциональные зависимости используются при проведении измерений для установления толщины отложений. Кроме этого, данные используются при проведении калибровки ИИС ОТО для уточнения построенных зависимостей;

3) результаты измерений с привязкой к месторождению и времени проведения измерений. Данная информация может быть использована для исследования динамики образования отложений при проведении научноисследовательских работ.

4.2 Алгоритмическое обеспечение ИИС ОТО

В данном разделе подробно приведены алгоритмы калибровки и проведения измерений ИИС ОТО. Методика калибровки ИИС ОТО и проведения измерений толщины АСПО представлена в Приложении Г.

Алгоритм калибровки системы представлен на Рисунках 4.3, 4.4.



Рисунок 4.3 – Алгоритм калибровки ИИС ОТО. Лист 1



Рисунок 4.4 – Алгоритм калибровки ИИС ОТО. Лист 2

В Таблице 4.1 приведены обозначения, которые используются в схемах алгоритмов, представленных на Рисунках 4.3–4.7.

Обозначение	Комментарий
D	Диаметр трубопровода
S	Толщина стенки трубопровода
ρ	Плотность отложений АСПО
<i>T</i> 1	Период возбуждающего сигнала
<i>T</i> 2	Период следования возбуждающих сигналов
U	Напряжение возбуждающего сигнала
Ν	Количество ударных импульсов
<i>T</i> 3	Период проведения измерений
Si(t)	і-й измерительный сигнал
K	Количество записанных измерительных сигналов
W mean	Среднее значение энергии і-го измерительного сигнала
T mean	Среднее значение длительности і-го измерительного сигнала
h1	Пороговое значение амплитуды, по превышению которого
	определяется начало единичного акустического импульса
w1	Пороговое значение ширины пика h1
<i>d</i> 1	«Мертвое время», в котором не идет анализ. Необходимо для разбивки
	измерительного сигнала на отдельные сегменты
L	Количество акустических импульсов
Ai max	Максимальная амплитуда і-го акустического импульса
fi max	Максимальная частота і-го акустического импульса
f min, f max	Границы интервала, в котором идет определение частоты
h2	Пороговое значение амплитуды, по превышению которого выбирается
	гармоника для анализа частоты и амплитуды
d2	Минимальное расстояние между двумя гармониками
ti	Значение длительности і-го акустического импульса
h3	Пороговое значение, по превышению которого рассчитывается
	длительность акустического импульса
Wi	Значение энергии і-го акустического импульса

Таблица 4.1 – Обозначения на схемах алгоритмов, представленных на Рисунках 4.3–4.7

Обозначение	Комментарий
h(W)'	Уже имеющаяся в Объектном хранилище построенная функциональная
	зависимость толщины отложений от энергии сигнала
h(t)'	Уже имеющаяся в Объектном хранилище построенная функциональная
	зависимость толщины отложений от длительности сигнала
h(W)	Новая построенная функциональная зависимость толщины отложений
	от энергии сигнала
h(t)	Новая построенная функциональная зависимость толщины отложений
	от длительности сигнала
<i>h</i> изм	Измеренное значение толщины отложений
<i>h</i> порог	Пороговое значение толщины отложений, при достижении которого
	необходимо проводить очистные мероприятия

Ввиду того, что АСПО отличаются по физико-химическим свойствам от одного месторождения к другому, для обеспечения надежности измерений предусмотрена калибровка ИИС ОТО. Калибровка осуществляется под конкретный объект контроля.

Для этого используется образец трубопровода того же диаметра и толщины, что и исследуемый объект, с аналогичными акустико-механическими свойствами материала. Калибровка заключается в измерении переменных свободных колебаний на образце без АСПО и на том же образце с отложениями известной толщины.

Минимальное значение измерений при проведении калибровки – 4 разных толщин. Шаг толщины АСПО выбирается исходя из конкретной задачи, а именно исходя из порогового значения измеряемой толщины АСПО. Так, например, при пороговом значении толщины в 10 мм, целесообразно взять шаг толщины АСПО в 3 мм.

После подготовки образцов для калибровки ИИС, в систему вводятся параметры трубопровода – диаметр D и толщина S, и, если имеется информация, плотность отложений ρ (блок 1). После чего происходит обращение к Объектному хранилищу (блок 2). Из Объектного хранилища выгружаются имеющиеся

параметры амплитуды возбуждающего напряжения U, период возбуждения T1 и период следования импульсов T2, исходя из диаметра D и толщины S объекта контроля (блок 3). Если в Архиве информация отсутствует (например, объект контролируется впервые), параметры U, T1 и T2 подбираются экспериментально и заносятся в Объектное хранилище.

После получения параметров в ИИС ОТО вносятся U, T1, T2, а также количество импульсов возбуждения N (блок 4). По команде оператора происходит одновременное возбуждение на объекте исследования свободных колебаний по заданным параметрам и запись данных колебания первичным преобразователем (блоки 5-9). Записанный сигнал S(t) передается для дальнейшей обработки в МК (блок 10).

После записи всех измерительных сигналов (без отложений и с отложениями известной толщины) происходит их обработка (блоки 13-15). Алгоритм обработки измерительного сигнала показан на Рисунке 4.5. Обозначения, которые используются в схеме алгоритма на Рисунке 4.5, приведены в Таблице 4.2.

Первой операцией осуществляется фильтрация сигнала по заданным пороговым значениям h1, w1 и d2 (блок 14.1). По результатам фильтрации создается выборка из N отдельных сегментов измерительного сигнала, содержащих единичные импульсы колебаний объекта контроля (блок 14.2).

Единичный *i*-й импульс колебания объекта контроля подвергается дискретному преобразованию Фурье (блок 14.4) с дальнейшим определением резонансной частоты f_{max} и ее амплитуды A_{max} по заданным пороговым значениям минимальной высоты гармоники h2 и дистанцией между соседними гармониками d2 (блок 14.5).

Далее проводится расчет длительности колебания *t_i* как расстояние между крайними пиками на временном графике сигнала превышающими заданный порог амплитуды *h*3 (блок 14.6).



Рисунок 4.5 – Алгоритм обработки измерительного сигнала

Заключительным этапом (блок 14.7) идет определение энергии колебания *W_i* по формуле (3.12). Полученные по результатам обработки данные записываются в дата-сет для дальнейшего проведения статистического анализа (блок 14.9).

После обработки всех сегментов измерительного сигнала проводится статистическая обработка полученных данных на предмет определения грубых ошибок с целью их исключения из дальнейшей обработки (блок 14.10). Грубые ошибки выявляются с использованием критерия «трех сигм». После устранения грубых ошибок находятся средние значения частоты f_{mean} , амплитуды A_{mean} , энергии W_{mean} и длительности t_{mean} колебаний. Частота и амплитуда выступают вспомогательными переменными, энергия и длительность – основными, по которым будет в дальнейшем осуществляться расчет толщины отложений. Рассчитанные переменные записываются в Объектное хранилище (блок 14.11).

По результатам обработки полученных во время проведения калибровки измерительных сигналов, имеется база рассчитанных средних значений энергии W_{mean} и длительности колебания t_{mean} для разных значений толщин АСПО. На основе данной базы значений строятся функциональные зависимости толщины отложений от переменных W_{mean} и t_{mean} (блоки 16, 17). Выбранная функция аппроксимации должна не только хорошо описывать регрессионную модель, но и иметь погрешность аппроксимации не более 10 %.

Установленные зависимости записываются в Объектное хранилище и будут использоваться для расчета толщины отложений при проведении последующих измерений (блок 22). В случае наличия в Объектном хранилище уже построенных функциональных зависимостей для исследуемого объекта контроля, проводится сравнение построенных функций аппроксимации с уже имеющимися, для их уточнения (блоки 18-21).

Алгоритм проведения измерений с применением ИИС ОТО показан на Рисунках 4.6, 4.7. Обозначения, которые используются в схемах алгоритма на Рисунках 4.6, 4.7 приведены в Таблице 4.2.



Рисунок 4.6 – Алгоритм проведения измерений. Лист 1



Рисунок 4.7 – Алгоритм проведения измерений. Лист 2

После установки ИИС ОТО на объекте контроля, оператор вводит параметры U, T1, T2 используемые при калибровке оборудования, количество ударов возбуждения N, а также задает параметр T3 – отрезок времени, через который будет осуществляться измерение толщины отложений (блок 1-3). T3 может составлять часы, дни или недели, в зависимости от конкретного месторождения, а именно, от скорости образования отложений АСПО. T3 определяется во время предварительного изучения объекта контроля.

Блоки 4-9 аналогичны алгоритму проведения калибровки ИИС ОТО.

В результате обработки измерительного сигнала определяются средние значения энергии W_{mean} и длительности t_{mean} (блок 9). Далее, по установленным при калибровке ИИС ОТО функциональным зависимостям, определяется толщина отложений как средний параметр между толщиной, определенной по W_{mean} и толщиной, определенной по t_{mean} (блоки 10-11):

$$h_{\rm H3M} = \frac{1}{2} (h_W + h_t), \tag{4.1}$$

где h_w – измеренное значение толщины АСПО по энергии колебаний;

*h*_t – измеренное значение толщины АСПО по длительности колебаний.

После определения значения толщины АСПО происходит ее сравнение с установленным пороговым значением (блок 13). В случае превышения порогового значения происходит оповещение оператора с целью предупреждения о необходимости проведения очистных мероприятий (блок 14).

Если количество измерений превышает 5, проводится экстраполяция данных на ближайший временной промежуток, установленный оператором (блоки 15, 16). В случае, если экстраполированные значения толщины отложений превышают заданное пороговое значение, происходит предупреждение оператора о необходимости запланировать проведение очистных мероприятий (блоки 17-20).

Для реализации описанных выше алгоритмов калибровки и проведения измерений с использованием ИИС ОТО, усовершенствовано и дополнено ПО, разработанное в разделе 3 диссертационного исследования.

Для реализации метрологически значимой и метрологически незначимой частей ПО К многоуровневой использована технология организации. мтерологически значимой части ПО ИИС отнесены программные модули, которые выполняют процедуры сбора и обработки измерительных операций, вычислительные процедуры и процедуры оценки. К метрологически незначимой части ПО ИИС отнесены программные модули, отвечающие за установку рабочих параметров, передачу данных и отображение результатов. Таким образом, выделение отдельного уровня и программных модулей для метрологически значимой части ПО ИИС обеспечивает надежность проведения измерительных операций.

Структурная схема организации ПО ИИС ОТО представлена на Рисунке 4.8.



Рисунок 4.8 – Структурная схема организации ПО

Выделено три уровня организации ПО:

 уровень представления. Метрологически незначимая часть ПО.
 Осуществляет ввод параметров измерения и калибровки, управляет модулями сбора, обработки и хранения данных метрологически значимой части, отвечает за графический интерфейс ПО;

2) уровень обработки данных. Метрологически значимая часть ПО. На данном уровне реализуются процессы сбора и обработки измерительных данных, оценка толщины АСПО и прогноз толщины АСПО во времени;

3) уровень хранения данных. Метрологически значимая часть ПО. Уровень представлен Объектным хранилищем данных для результатов калибровки и проведения измерений. Реализуется по схеме «Write Once, Read Many», с целью защиты данных от изменений.

Назначение и функции отдельных программных модулей приведены в Таблице 4.2.

На Рисунках 4.9–4.11 приведены результаты работы ПО.

Фрагмент программно кода приведен в Приложении А.

Наименование программного модуля	Выполняемые функции
Модуль визуализации данных	Предназначен для отображения результатов калибровки и измерений, а также прогноза развития толщины АСПО во времени в графических и табличных формах
Модуль задания параметров данных для проведения измерений	Задает параметры объекта контроля, параметры возбуждающего сигнала, параметры предельных значений толщины АСПО и периодов времени проведения измерения и прогнозирования
Модуль отчетности	Осуществляет взаимодействие между модулем визуализации данных и Объектным хранилищем с целью отображения результатов измерения за выбранный временной период

Таблица 4.2 – Функции модулей ПО

Наименование программного молуля	Выполняемые функции
	Осуществляет управление ИК для возбуждения и
Модуль управления сбором данных	регистрации колебаний ОК
Модуль вычисления параметров	Осуществляет программную обработку сигнала с целью
измерительного сигнала	вычисления переменных колебаний
Модуль определения толщины	Определяет толщину АСПО, используя функциональные
АСПО	зависимости и данные обработки измерительного сигнала
	Осуществляет оценку толщины АСПО по заданному
иодуль оценки толщины Астто	порогу для исследуемого ОК
Модуль определения	Отвечает за построение функциональных зависимостей
функциональных зависимостей	при проведении калибровки ИИС ОТО
Модуль прогнозирования толщины	Отвечает за экстраполяцию данных результатов
АСПО во времени	измерения на выбранный временной промежуток
Объектное хранилище данных	Обеспечивает хранение измерительной информации



Рисунок 4.9 – Обработка измерительного сигнала с трубопровода с толщиной АСПО 6 мм








4.3 Метрологический анализ ИИС ОТО

В рамках метрологического анализа исследованы инструментальная погрешность, вызванная несовершенством электронных блоков, входящих в состав ИИС ОТО, а также методическая погрешность, обусловленная выбранным методом проведения измерений.

Анализ инструментальной погрешности

Для проведения метрологического анализа инструментальной погрешности для начала необходимо составить схему измерительного канала ИИС ОТО. Измерительный канал состоит из следующих электронных элементов: измерительного генератора ИГ, первичного преобразователя ПП, усилителя У и аналогово-цифрового преобразователя АЦП (Рисунок 4.12).

Измерительный генератор состоит из преобразователя напряжения и полевого транзистора. Опорное напряжение для преобразователя напряжения задается операционным усилителем, который управляется микроконтроллером.



Рисунок 4.12 – Блок-схема ИК

В качестве преобразователя напряжения используется LM317T, обладающий погрешностью выходного напряжения $\delta_{U_{BbIX}} = 0,1$ %, тип погрешности – мультипликативная. В качестве операционного усилителя выбран LM358. Необходимое максимальное напряжение на выходе составляет 12 В, коэффициент усиления выбран K = 1000. Погрешность смещения усилителя $\Delta_{cm} = 7$ мB, относительная погрешность смещения для 12 В составляет:

$$\delta_{\rm CM.MF} = \frac{\Delta_{\rm CM}}{U_{\rm MAKC}} \cdot 100\% = \frac{0,007 \text{ B}}{12 \text{ B}} \cdot 100\% = 0,06 \%.$$

Обозначения: ИГ – измерительный генератор; ОК – объект контроля; ПП – первичный преобразователь; У – усилитель; АЦП – аналогово-цифровой преобразователь

Тип погрешности – аддитивная. Собственный коэффициент усиления усилителя $K_c = 100$ дБ, или $K_c = 100000$. Таким образом, относительная погрешность усиления составляет:

$$\delta_{\rm ky.mr} = \frac{K}{K_{\rm c}} \cdot 100\% = \frac{1000}{100000} \cdot 100\% = 0.01\%$$

Тип погрешности – мультипликативная.

Погрешность первичного преобразователя обусловлена нелинейной характеристикой. В качестве преобразователя использован измерительный микрофон еств8000 с погрешностью нелинейности 2 дБ и коэффициентом усиления 60 дБ. Таким образом, погрешность ПП составляет $\delta_{nn} = 3,3$ %. Тип погрешности – аддитивная.

Входной усилитель в измерительном канале – LM358. Необходимое максимальное напряжение на выходе составляет 2,8 В, коэффициент усиления выбран K = 1000. Погрешность смещения усилителя $\Delta_{cM} = 7$ мВ, относительная погрешность смещения для 2,8 В составляет:

$$\delta_{\rm cm.y} = \frac{\Delta_{\rm cm}}{U_{\rm makc}} \cdot 100\% = \frac{0,007 \text{ B}}{2,8 \text{ B}} \cdot 100\% = 0,25 \%.$$

Погрешность усиления для K = 1000 рассчитана ранее и составляет:

$$\delta_{_{\rm KV.V}} = 0,01$$
 %.

В качестве АЦП выбран 16-битный AD7680, с максимальным напряжением питания 5,5 В и измеряемом входном напряжении при таком напряжении питания 2,8 В. Погрешность усиления АЦП $\delta_{\text{ку.ацп}} = 0,038$ %, тип погрешности – мультипликативная. Погрешность квантования определяется выражением:

$$\Delta_{\text{KB.aun}} = \frac{U_{\text{MAKC}}}{2^N} = \frac{2,8 \text{ B}}{2^{16}} = 4,27 \cdot 10^{-5} \text{ B},$$

где U_{max} – максимальное аналоговое напряжение на входе; N – число значащих разрядов АЩП.

Относительная погрешность квантования АЦП составляет:

$$\delta_{{}_{\mathrm{KB.aun}}} = \frac{\Delta_{{}_{\mathrm{KB.aun}}}}{U_{{}_{\mathrm{MAKC}}}} \cdot 100\% = 1.5 \cdot 10^{-3} \%.$$

Тип погрешности – аддитивная.

Максимальная погрешность смещения АЦП составляет ±1,68 мВ. Таким образом, относительная погрешность смещения АЦП равна:

$$\delta_{\rm cm.aum} = \frac{1,68 \cdot 10^{-3} \text{ B}}{U_{\rm MAKC}} \cdot 100\% = 6,0 \cdot 10^{-4} \%.$$

Тип погрешности – мультипликативная.

Теперь, когда определены погрешности и их типы, можно составить структурную схему формирования погрешности измерительного канала. Структурная схема представлена на Рисунке 4.13.



Рисунок 4.13 – Схема формирования погрешности измерительного канала

Дальнейший расчет погрешности ИК и суммирование погрешностей проведены в соответствии с [99]. Для устранения влияния деформации формы законов распределения, при суммировании погрешностей операции суммирования производятся только над средними квадратическими значениями погрешностей [100]. Для этого необходимо перевести значения погрешностей в их СКО в соответствии с их законами распределения.

Общая погрешность находится по формуле:

$$\sigma[\delta\xi] = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \sigma^2[\delta\xi_i]},\tag{4.2}$$

где *n* – количество компонентов, входящих в ИК;

 $\sigma[\delta\xi_i]$ - среднее квадратическое отклонение погрешности *i*-го компонента, %.

Среднее квадратическое отклонение случайной погрешности *i*-го компонента определяется по формуле:

$$\sigma[\delta\xi_i] = \frac{|\delta_i|}{K_p},\tag{4.3}$$

где δ_i – предел допускаемого значения основной погрешности *i*-го компонента, %;

*К*_{*p*} – коэффициент, определяемый законом распределения случайной погрешности.

Суммирование аддитивной и мультипликативной погрешностей производится раздельно.

Поскольку метрологические характеристики компонентов ИК, нормированы без разделения их на систематическую и случайную составляющие, то в соответствии с [99] принимается допущение, что погрешности являются случайными величинами, распределенными по закону равномерной плотности, $K_p = \sqrt{3}$.

Таким образом, СКО аддитивной погрешности смещения ИГ:

$$\sigma^{\rm a}_{\rm CM. HF} = \frac{0.06 \%}{\sqrt{3}} = 0.035 \%.$$

СКО аддитивной погрешности нелинейности ПП:

$$\sigma_{\Pi\Pi}^{a} = \frac{3,3\%}{\sqrt{3}} = 1,91\%.$$

СКО аддитивной погрешности смещения У:

$$\sigma^{a}_{\text{CM.y}} = \frac{0,25 \ \%}{\sqrt{3}} = 0,14 \ \%.$$

СКО аддитивной погрешности смещения АЦП:

$$\sigma^{a}_{\text{CM.aun}} = \frac{6.0 \cdot 10^{-4} \%}{\sqrt{3}} = 2.60 \cdot 10^{-3} \%.$$

СКО аддитивной погрешности квантования АЦП:

$$\sigma^{a}_{\text{KB.aun}} = \frac{6.0 \cdot 10^{-3} \%}{\sqrt{3}} = 3.46 \cdot 10^{-4} \%.$$

Все указанные СКО погрешностей не коррелированы между собой, поэтому суммарное СКО аддитивной погрешности находится по формуле:

$$\sigma_{\Sigma a} = \sqrt{0.035^2 + 0.14^2 + 1.91^2 + (2.60 \cdot 10^{-3})^2 + (3.46 \cdot 10^{-4})^2}$$

Ввиду малости всех составляющих СКО погрешности, кроме СКО погрешностей ПП и усиления У, ими можно пренебречь. Таким образом, основной определяющей погрешностью в ИК является первичный преобразователь колебаний в электрический сигнал и его усиление на выходе У.

$$\sigma_{\Sigma a} = 1,915 \%$$

Найдем мультипликативную составляющую погрешности ИК.

СКО мультипликативной погрешности повышения напряжения ИГ:

$$\sigma_{U.\rm Mr}^{\rm M} = \frac{0.1\ \%}{\sqrt{3}} = 0.058\ \%$$

СКО мультипликативной погрешности усиления ИГ:

$$\sigma_{\rm KY.Hr}^{\rm M} = \frac{0.01\ \%}{\sqrt{3}} = 0.006\ \%$$

СКО мультипликативной погрешности усиления У:

$$\sigma_{\text{Ky.y}}^{\text{M}} = \frac{0.01 \%}{\sqrt{3}} = 0.006 \%.$$

СКО мультипликативной погрешности усиления АЦП:

$$\sigma_{\text{ку.ацп}}^{\text{M}} = \frac{0,038 \%}{\sqrt{3}} = 0,022 \%.$$

Все указанные СКО погрешностей не коррелированы между собой, поэтому суммарное СКО аддитивной погрешности находится как геометрическая сумма всех СКО:

$$\sigma_{\Sigma M} = \sqrt{0.058^2 + 0.006^2 + 0.006^2 + 0.022^2} = 0.06 \%$$

Суммарная погрешность находится по формуле:

$$\delta_{\rm HK} = K_p \sigma_{\Sigma a}. \tag{4.4}$$

Для числа компонентов больше 4 распределение суммарной погрешности стремится к нормальному закону, $K_p = 1,96$.

Суммарная аддитивная погрешность ИК:

$$\delta^{a}_{WK} = 1,960 \cdot 1,915 \% = 3,75 \%.$$

Суммарная мультипликативная погрешность ИК:

$$\delta^{M}_{\mu\kappa} = 1,96 \cdot 0,06 \% = 0,118 \%$$

Таким образом, максимальная погрешность составляет

$$\delta_{\rm HK} = \sqrt{(\delta^{\rm a}_{\rm HK})^2 + (\delta^{\rm m}_{\rm HK})^2} = 3,75 \%.$$

Анализ методической погрешности

Методическая погрешность, обусловленная выбранной моделью измерения толщины отложений, складывается из трех компонентов (Рисунок 4.14): измерение эталонного слоя толщины отложений при калибровке оборудования (компонент К1), погрешность, вносимая измерительным каналом (компонент К2) и погрешностью аппроксимации при составлении уравнения функциональной зависимости толщины отложений от энергии и длительности колебаний (компонент К3).



Рисунок 4.14 – Схема формирования методической погрешности

Модель формирования методической погрешности:

$$\Delta \Theta^{\rm M} = h \delta_{\rm \scriptscriptstyle HK} S_{K1} S_{K2} S_{K3} + \Delta_{\rm \scriptscriptstyle \Im c} S_{K1} S_{K2} S_{K3} + \Delta_{\rm \scriptscriptstyle HK} S_{K2} S_{K3} + \Delta_{\rm \scriptscriptstyle \Im n} S_{K3}, \qquad (4.5)$$

где *h* – Толщина отложений;

 S_{K1}, S_{K2}, S_{K3} – коэффициенты преобразования соответствующего блока;

 $\Delta_{
m sc}$ – погрешность определения толщины эталонного слоя отложения;

 $\delta_{\rm ик}$ и $\Delta_{\rm ик}$ – мультипликативная и аддитивная погрешности ИК;

Δ_{ап} – погрешность аппроксимации при установлении функциональных зависимостей.

Измерение эталонного слоя отложений при проведении калибровки проводится поверенным штангенциркулем ЩЦ-1-125-0,05 с отсчетом по нониусу

0,05 мм и погрешность 0,05 мм. Определим минимальный слой толщины отложений, наносимый при калибровке ИИС ОТО в 2 мм. Таким образом, максимальная относительная погрешность при измерении эталонного слоя будет составлять:

$$\delta_{\text{ШЦ}} = \frac{2,0 \text{ мм} - 1,95 \text{ мм}}{2,0 \text{ мм}} \cdot 100 \% = 2,5 \%.$$

Погрешность ИК была рассчитана ранее и составляет: $\delta_{\text{ИК}} = 3,75$ %.

Погрешность аппроксимации считается приемлемой, если она менее 15 % [101]. Средняя относительная погрешность аппроксимации рассчитывается по формуле:

$$\overline{\delta_{A\Pi}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} \left| \frac{y_i - f(x_i)}{y_i} \right| \cdot 100 \%,$$
(4.6)

где *y_i* – экспериментальное значение параметра;

 $f(x_i)$ – значение параметра, рассчитанное по функциональной зависимости;

При проведении экспериментальных исследований при калибровке оборудования для переменной «длительность» ошибка составила 8,2 %, для переменной «энергии» – 11,2 %.

Анализ параметров показал:

1) поскольку источник погрешности аппроксимации один, погрешности являются коррелированными, а значит, суммирование проводится алгебраически;

2) погрешности имеют противоположные знаки.

Таким образом, общая погрешность аппроксимации составляет:

$$\delta_{\mathrm{A\Pi}} = \left| \delta_{\mathrm{ДЛ}} - \delta_{\mathrm{H}} \right| = 3,0$$
 %.

Проведем суммирование погрешностей. Для этого для начала найдем их СКО. Погрешность штангенциркуля имеет равномерный закон распределения:

$$\sigma_{\text{ШЦ}} = \frac{2,5 \%}{\sqrt{3}} = 1,44 \%.$$

Погрешность ИК, как было установлено ранее, имеет нормальный закон распределения:

$$\sigma_{\rm MK} = \frac{3,75 \%}{1,96} = 1,91 \%$$

Погрешность аппроксимации имеет равномерный закон распределения:

$$\sigma_{\rm AII} = \frac{3.0 \%}{\sqrt{3}} = 1.73 \%.$$

Суммарное СКО методической погрешности составляет:

$$\sigma_{\Sigma M} = \sqrt{\sigma_{\Pi \Pi \Pi}^2 + \sigma_{M K}^2 + \sigma_{A \Pi}^2} = 2,95 \%.$$

Суммарная методическая погрешность равна:

$$\delta_{\rm M} = 1,96 \cdot 2,95 \% = 5,79 \%.$$

Что укладывается в обозначенные в задаче по разработке ИИС ОТО предел допускаемой относительной погрешности в 10 %.

4.4 Экспериментальное исследование разработанной ИИС ОТО

Экспериментальное исследование разработанной ИИС ОТО проводилось на трубопроводе диаметром Ø = 158 мм, толщиной стенки $h_{\rm rp} = 8$ мм. Для начала проведена калибровка системы для нахождения зависимости энергии колебаний и длительности колебаний от толщины отложений. Установленные зависимости показаны на Рисунках 4.15, 4.16.



Рисунок 4.15 – График зависимости энергии колебаний от толщины отложений



Рисунок 4.16 – График зависимости длительности колебаний от толщины отложений

После калибровки системы, внутри трубопровода наносился слой отложений неизвестной толщины, и проводилось его измерение с помощью разработанной ИИС ОТО. Далее, поверенным штангенциркулем измерялась реальная толщина отложений и проводилось сравнение результатов. Проведены серии измерений трех различных толщин АСПО.

Результаты измерений переменных в каждой из экспериментальных серий показаны в Таблице 4.3. В Таблице 4.4 представлены результаты определения толщины отложений и их относительная погрешность. При использовании для определения толщины отложений формулы (4.1), максимальная погрешность измерения составила 2%.

№ экспериментальной серии	Энергия, Дж	Длительность, мс
1	45,91	67,99
2	34,74	50,77
3	17,55	44,34

Таблица 4.3 – Результаты измерений с использованием ИИС ОТО

Таблица 4.4 – Относительная погрешность

№ экспериментальной	Измеренное значение	Реальное значение	Относительная
серии	толщины АСПО, мм	толщины АСПО, мм	погрешность, %
1	5,10	5	2,00
2	7,98	8	-0,25
3	11,04	11	0,36

определения АСПО с использованием ИИС ОТО

Дополнительно проведены исследования по измерению толщины отложений в случае их неравномерного распределения по периметру трубопровода (Рисунок 4.17). Распределение отложений следующее: сечение 1 – 5 мм, сечения 2 и 8 – 8 мм, сечения 3 и 7 – 10 мм, сечения 4 и 6 – 12 мм, сечение 5 – 15 мм.

Схемы расположения измерительных датчиков повторяет указанные сечения на Рисунке 4.17. Результаты измерения по отдельным датчикам приведены в Таблице 4.5.



Рисунок 4.17 – Схема измерения при неравномерном распределении толщины отложений

Номер датчика	Энергия, Дж	Длительность, мс	Измеренное значение толщины, мм
1	11,16	7,93	9,6
2	12,03	10,21	11,1
3	13,02	10,12	11,6
4	13,14	11,96	12,6
5	12,29	9,87	11,1
6	12,20	11,8	12,0
7	10,92	7,66	9,3
8	11,02	10,3	10,7

Таблица 4.5 – Результаты измерения неравномерно распределенных отложений

Как видно из результатов измерений, каждый датчик в отдельности измеряет среднее значение толщины отложений, а не конкретную толщину непосредственно под датчиком. Данный результат можно объяснить формулами (3.1) и (3.2). Параметры колебаний стенки трубопровода с отложениями зависят от массовой плотности и пропорциональны распределению массы отложений по внутренним стенкам трубопровода. Поэтому каждый датчик в отдельности измеряет среднее значение толщины отложений, которое в реальности составляло 10 мм. Среднее значение распределенной массы или толщины отложений можно представить Рисунком 4.18.

Расчет совокупности отдельных датчиков показал, что оптимальным является использование 2-х датчиков: одного, расположенного по верхней образующей трубы (на самом «тонком» слое АСПО) и второго, расположенного на нижней образующей трубы (на самом «толстом» слое АСПО). Специфика образования АСПО такова, что по нижней образующей трубы будет именно самый толстый слой.



Рисунок 4.18 – Определение «среднего» значения распределения отложений по сечению трубопровода

При использовании такой пары датчиков погрешность составляет 3,1 %.

Проведены исследования по измерению толщины отложений с разработанной ИИС ОТО для НИИ Роснефть. Измерения проводились на участке трубопровода Ø111x6 мм, применяемого в коллекторной установке сбора нефти и нефтепродуктов с отложениями АСПО с этого же месторождения (Рисунок. 4.19).



Рисунок 4.19 – Объект контроля

При калибровке устройства установлены полиноминальные зависимости 4-го порядка как для переменной «энергия», так и для переменной «длительность» (Рисунки 4.20, 4.21).



Рисунок 4.20 – Зависимость энергии колебаний от толщины отложений



Рисунок 4.21 – Зависимость длительности колебаний от толщины отложений

Далее проведены измерения двух неизвестных толщин АСПО на таком же участке трубопровода. Измерения проводились с помощью одного датчика, расположенного по верхней образующей трубы. Измерения толщины АСПО с помощью линейного инструмента проводились в четырех точках по периметру трубопровода. За значение толщины АСПО принято среднее значение.

Результаты проведения измерений представлены в Таблицах 4.6, 4.7. Максимальная погрешность измерения составила – 9,87 %.

Таблица 4.6 – Результаты измерений с использованием ИИС ОТО

№ экспериментальной серии	Энергия, Дж	Длительность, мс
1	30,03	66,18
2	20,5	44,91

Таблица 4.7 – Относительная погрешность

определения АСПО с использованием ИИС ОТО

№ экспериментальной	Измеренное значение	Реальное значение	Относительная
серии	толщины АСПО, мм	толщины АСПО, мм	погрешность, %
1	3,94	4,2	-6,19
2	6,94	7,7	-9,87

Разработанные методики измерения и прогнозирования АСПО, а также оценки погрешностей, внедрены в учебный процесс СамГТУ при подготовке бакалавров направлению 12.03.01 «Приборостроение» по профиль «Информационно-измерительная техника и технологии» и магистров ПО направлению 12.04.01 «Приборостроение». Результаты научных исследований используются при освоении учебных дисциплин «Физические основы получения информации» и «Технологии неразрушающего контроля в нефтегазовой отрасли». По проблематике измерения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений на бирже проектов СамГТУ создан проектный кейс «Прибор для измерения толщины отложений в трубопроводах». Методика калибровки информационноизмерительной системы и определения толщины отложений использовалась при выпускных квалификационных работ студентов кафедры написании «Информационно-измерительная техника».

В Таблице 4.8. приведены технические характеристики разработанной ИИС ОТО.

Название параметра	Значение
Диапазон измерения толщины отложений, мм	от 1 до 15
Максимальная погрешность измерения, %	10
Зона нечувствительности, мм	1
Протяженность исследуемого участка, км	до 10
Количество измерительных каналов	до 100
Тип исследуемого объекта контроля:	
трубопровод	промысловый нефтепровод
отложения	АСПО
Диапазон диаметров исследуемого	от 75 но 325
трубопровода, мм	01 75 до 525
Диапазон толщин стенки исследуемого	от 4 до 12
трубопровода, мм	01 4 до 12
Материал трубопровода	сталь
Диапазон температур окружающей среды, °С	от -20 до +40
Протоколы связи	LoRaWAN, RS485
Объем хранилища данных, Гб	128
Питание: аккумуляторное, В:	
основной блок	3,7
измерительный модуль	15
Габаритные размеры, мм:	
основной блок	400x300x70
датчик	50x30x30
Масса, кг:	
основной блок	1,5
датчик	0,2

Таблица 4.8. Технические характеристики ИИС ОТО

Результаты теоретических и экспериментальных исследований нашли применение при исследовании стенда «Моделирование процесса выпадения

асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности насоснокомпрессорных труб» в ООО «Научно-производственный центр «Самара» г. Самара. Разработанная ИИС ОТО прошла апробацию в АО «Средневолжский научно-исследовательский институт по нефтепереработке» г. Новокуйбышевск.

Копии актов об использовании результатов диссертационного исследования приведены в Приложении Г.

4.5 Основные результаты и выводы

Разработаны структурная и функциональная схемы информационно-1. измерительной системы определения толщины отложений. Разработаны алгоритмическое обеспечение и методика проведения калибровки и измерений с ИИС Осуществлен подбор применением OTO. элементной базы И конструирование ИИС ОТО.

2. Разработано программное обеспечение с многоуровневым подходом и выделением метрологически значимых и метрологически незначимых частей ПО, что позволило обеспечить надежность выполняемых измерительных операций и достоверность результатов определения толщины АСПО.

3. Проведен метрологический анализ разработанной ИИС ОТО.

4. работоспособности Для подтверждения И соответствия предъявляемым требованиям к ИИС проведены экспериментальные исследования разработанной ИИС ОТО. Погрешность измерений не превысила установленные в требованиях к методу измерения погрешности в 10 %. Осуществлено внедрение диссертационного исследования в учебный процесс СамГТУ. Результаты теоретических и экспериментальных исследований нашли применение при исследовании «Моделирование процесса стенда выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности насоснокомпрессорных труб» в ООО «Научно-производственный центр «Самара» г. Самара. Разработанная ИИС ОТО прошла апробацию в АО «Средневолжский научно-исследовательский институт по нефтепереработке» г. Новокуйбышевск.

5. По результатам проведенной работы в разделе 4 диссертационного исследования опубликована одна научная статья [102]. Получено 2 Патента на изобретения [103, 104]. Получено 1 Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ [105]. Патенты на изобретение приведены в Приложении Б. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ приведено в Приложении В.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все поставленные в работе задачи выполнены. Теоретические и прикладные результаты, полученные в диссертационном исследовании, ориентированы на практическое применение при определении толщины АСПО в нефтепроводах.

В работе получены следующие основные результаты.

1. Изучены причины образования АСПО и анализ существующих методов и систем измерения толщины отложений на внутренних стенках трубопровода. На основе аналитического обзора установлено, что в настоящее время, несмотря на актуальность проблемы, не существует простого и надежного метода определения толщины АСПО на внутренней стенке трубопроводов. Сформирован ряд требования к методу измерения толщины отложений.

2. Предложен и обоснован новый акустический метод измерения толщины АСПО на основе исследования зависимости параметров колебаний стенки трубопровода толщины отложений. Проведено OT численное моделирование, подтверждающее акустических зависимость параметров колебаний объекта контроля от толщины отложений. Проведены лабораторные исследования и статистическая обработка полученных результатов, доказавшие зависимость параметров колебаний стенки трубопровода (частоты, амплитуды, энергии, длительности) от толщины отложений. На основе статистического анализа определены наиболее значимые параметры – энергия и длительность колебаний. На основе взаимосвязи энергии и длительности колебаний от АСПО разработан акустический метод измерения толщины отложений на внутренней стенке трубопроводов. Получено два патента на изобретение.

3. Разработана ИИС ОТО на основе акустического метода неразрушающего контроля, обеспечивающая контроль параметров толщины отложений в автоматическом режиме, что позволяет сократить затраты на проведение очистительных работ за счет оптимизации интервалов проведения очистных мероприятий. Проведен метрологический анализ ИИС ОТО. 4. Разработаны алгоритмы и методика проведения калибровки и измерений с применением ИИС ОТО. Особенностью методики является калибровка ИИС ОТО непосредственно под среду измерения, что позволяет уменьшить влияние дестабилизирующего фактора от неравномерных физикохимических свойств АСПО, а также проводить прогнозирование отложений АСПО во времени, позволяющее сократить затраты на проведение очистительных работ за счет оптимизации межочистных интервалов.

5. Разработано программное обеспечение с многоуровневой архитектурой и выделением мтерологически значимых и метрологически незначимых частей ПО, что позволило обеспечить надежность выполняемых измерительных операций и достоверность результатов определения толщины АСПО. Разработанное программное обеспечение позволяет обрабатывать измерительную информацию, строить функциональные зависимости толщины отложений от исследуемых параметров, осуществлять хранение результатов измерения и проводить интерполяцию данных для прогнозирования отложений во времени.

6. Результаты теоретических И экспериментальных исследований внедрены в учебный процесс СамГТУ, нашли применение при исследовании стенда «Моделирование процесса выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб» в ООО «Научно-производственный центр «Самара» г. Самара. Разработанная ИИС ОТО прошла апробацию в АО «Средневолжский научно-исследовательский институт по нефтепереработке» г. Новокуйбышевск. Технико-экономический расчет показал, что за счет внедрения ИИС ОТО обеспечено снижение погрешности определения толщины АСПО на 7 %. Обеспечено расширение диапазона типоразмеров исследуемых трубопроводов. Использование ИИС ОТО позволит достигнуть снижения затрат на проведение очистных мероприятий на 12 %, за счет оптимизации межочистных интервалов.

127

Список сокращений и условных обозначений

АСВ – асфальтосмолистые вещества

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ИИС – информационно-измерительная система

ИИС ОТО – информационно-измерительная система определения толщины

отложений

ИК – измерительный канал

ИМ – измерительный модуль

НК – неразрушающий контроль

ОК – объект контроля

ПО – программное обеспечение

ТТ – технологические трубопроводы

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков [и др.] : под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина. – Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы "Монография"», 2003. – 302 с. : ил. ISBN 5-94920-023-3.

2. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 295 с. : ил. ISBN: 5-8365-0249-8.

Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г.С. Лутошкин. – Москва: Недра, 1979. – 319 с.

4. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с. : ил. ISBN 5-8365-0052-5.

5. ГОСТ 11851-2018. Нефть. Метод определения парафина : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 01.07.2019 / Федеральное агентство по техническому регулированию. – Изд. официальное. – Москва: Стандартинформ, 2018. – 22 с.

6. Ganeeva, Y.M. Waxes in asphaltenes of crude oils and wax deposits /
Y.M. Ganeeva, T.N. Yusupova, G.V. Romanov // Springer. – 2016. – 9 p.

7. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – Москва: Недра, 1969. – 191 с. : ил.

 Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессе добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2011. – №1. – С. 268–284.

9. Денисламов, И.З. Количественная диагностика и удаление асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах и нефтесборных трубопроводах / И.З. Денисламов, И.И. Мусин, Р.Р. Якупов, И.А. Ситдиков // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2019. – №1. – С. 41–49.

10. Wang, W. Prediction for wax deposition in oil pipelines validated by field pigging / W. Wang, Q. Huang // Journal of the Energy Institute. – 2014. – P. 196–207.

11. Чеботников, В.А. Исследование условий образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах и разработка технологии борьбы с ними : автореф. дис. на соискание научной степени кандидата технических наук : 25.00.17 / Чеботников Владислав Анатольевич ; ФГБОУ ВО ТюмГНГУ. – Тюмень, 2011. – 23 с.

Маркин, А.Н., Нефтепромысловая химия: практическое руководство /
 А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. –
 288 с. : ил. ISBN 978-5-8044-1246-4.

 Каплан, Л.С. Эксплуатация осложненных скважин штанговыми насосами : учеб. пособие / Л.С. Каплан, Р.З. Минигалимов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 195 с. : ил.

14. Krasnov, A.N. Measurement of Oil Consumption by Turbine Flow Meters in Conditions of Wax Deposition / A.N. Krasnov, M.Yu. Prakhova, Yu.V. Novikova // International Conference on Automatics and Energy (ICAE 2021). 2096 (2021) 012065. -2021. - p. 9.

 Попова, П.В. Неинвазивные методы контроля расхода жидкостей с применением накладных преобразователей и учетом отложений в трубопроводах / П.В. Попова. ООО «Константа УЗК», г. Санкт-Петербург // «ИСУП». – Москва, 2022. – №3 (99). – С. 68–71.

16. Хасанова, К.И. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам / К.И. Хасанова, М.Е. Дмитриев, Б.Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – Уфа, 2013. – № 3. – С.7–12.

17. Бабайцева, Е.В. Систематизация известных способов борьбы с парафинотоложениями / Е.В. Бабайцева, А.З. Саушин // Геология, география и глобальная энергия. – Астрахань, 2014. – №3. – С.33–36.

18. Волкова, Г.И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научнопрактические аспекты) / Г.И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Е.М. Березина – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с. ISBN 978-5-94621-452-0.

19. Хасанов, И.И. Влияние состава асфальтосмолопарафиновых отложений на процесс парафинизации магистральных нефтепроводов / И.И. Хасанов, Д.А. Каширина // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – Москва, 2022. – № 3–4. – С. 26–31.

20. Бородин, В.И. Результаты использования магнитных индукторов обработки нефти при ее добыче и транспорте / В.И. Бородин, Е.Н. Тарасов, А.В. Зинин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2004. – №4. – С. 82–86.

21. Богатов, М.В. Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности насосно-компрессорных труб путем нанесения внутренних покрытий / М.В. Богатов, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин, Д.В. Берков // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2022. – Т. 20, № 1. – С. 74–81.

22. Табет, Н.К.А. Система автоматического контроля толщины парафиновых отложений в нефтепроводах на основе модифицированного теплового метода измерения : автореф. дис. на соискание научной степени кандидата технических наук : 05.11.16 / Табет Наиф Кайед Абдулла ; ФГБОУ ВО УГАТУ. – Уфа, 2020. – 20 с.

23. Фетисов, В.С. Проблемы измерений толщины асфальтопарафиновых отложений в нефтепроводах и пути их решения / В.С. Фетисов, Н.К.А. Табет // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – Уфа, 2018. – №1, Т.14. – С. 55–60.

24. Sousa, A.L. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review / A.L. Sousa, H.A. Matos, L.P. Guerreiro // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. $-2019. - N_{2.9.} - P. 2091-2107.$

131

Илюшин, П.Ю. Методика прогнозирования межочистного периода линейного трубопровода / П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов // Экспозиция Нефть Газ. – Набережные Челны, 2021. – № 3. – С.44–48.

26. Валеев, А.Р. Прямые и косвенные методы определения количества парафинотоложений в нефтепроводе / А.Р. Валеев, Д.Ю. Гирфанова // - Уфа, Нефтегазовое дело. – 2013. – №4. Том 11. – С.110–114.

27. Кутуков, С.Е. Использование интеллектуальных систем в мониторинге режимов эксплуатации нефтепроводов / С.Е. Кутуков, Ф.И. Бадиков, Г.Х. Самигуллин // Электронный журнал нефтегазовое дело. – Уфа, 2001. – №2. – 17 с.

28. Theyab, M.A. Experimental Methodology Followed to Evaluate Wax Deposition Process / M.A. Theyab // Journal of Petroleum & oJ Environmental Biotechnology. -2018. -9:1. -8 p.

29. Патент № 2387950 Российская Федерация, МПК G01B 7/06 (2006.01).
Способ и устройство для определения толщины солеотложения :
№ 2008117641/28 : заявлено 04.05.2008 : опубликовано 10.11.2009 / Г.Я. Ахмедов;
заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО ДГТУ. – 8 с.

30. Патент № 2445545 Российская Федерация, МПК F17D 3/06 (2006.01). Способ определения объема отложений в трубопроводе : № 2011106091/06 : заявлено 17.02.2011 : опубликовано 20.03.2012 / А.М. Галимов, И.З. Денисламов, Р.Н. Ибрагимов, Ф.Ф. Хасанов; заявитель и патентообладатель А.М. Галимов, И.З. Денисламов, Ф.Ф. Хасанов. – 9 с.

31. Chen, X.T. Techniques for Measuring Wax Thickness During Single and Multiphase Flow / X.T. Chen, T. Bulter, M. Volk, J.P. Brill // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. – October, 1997.

32. Патент № 2449207 Российская Федерация, МПК F16D 1/06 (2006.01), G01B 17/02 (2006.01). Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности трубопроводов : № 2009149649/28 : заявлено 30.12.2009 : опубликовано 10.07.2011 / Г.Я. Ахмедов; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО ДГТУ. – 6 с. 33. Патент № 2700349 Российская Федерация, МПК G01B 7/06 (2006.01),
G01K 13/00 (2006.01), G01K 1/14 (2006.01), G01N 25/20 (2006.01). Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности трубопровода :
№ 2019100304 : заявлено 09.01.2019 : опубликовано 16.09.2019 / В.С. Фетисов,
H.К.А. Табет; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО УГАТУ. – 12 с.

34. Патент № 2099632 Российская Федерация, F17D 3/00 (2006.01). Способ определения толщины грязепарафиновых отложений в нефтепроводе : № 96108760/06 : заявлено 29.04.1996 : опубликовано 20.12.1997 / В.К. Иванец, А.И. Лазин, А.С. Сергеев; заявитель и патентообладатель Акционерное научнопроектное внедренческое общество «НГС-Оргпроектэкономика». – 4 с.

35. Ito, S. Wax Thickness and Distribution Monitoring Inside Petroleum Pipes Based on External Temperature Measurements /, Y. Tanaka, T. Hazuku, T. Ihara [и др.] // ACS Omega. – 2021. – № 6. – P. 5310–5317.

36. Abdul-Majid, S. Asphalt and Paraffin Scale Deposit Measurement by Neutron Back Diffusion Using 252Cf and 241Am-Be Sources / S. Abdul-Majid,
W. AbulFaraj // 3rd MENDT – Middle East Nondestructive Testing Conference & Exhibition. Bahrain, Manama. – 2005.

37. Abdul-Majid, S. Determination of wax deposition and corrosion in pipelines by neutron back diffusion collimation and neutron capture gamma rays / S. Abdul-Majid // Applied Radiation and Isotopes. -2013. $- N_{\odot} 74$. - P. 102-108.

38. Коптева, А.В. Бесконтактная система измерения толщины парафинистых отложений нефти в погружном оборудовании и нефтепроводах / А.В. Коптева, В.Ю. Коптев // Экспозиция Нефть Газ. – Москва, 2018. – Май № 3. – С.62–64.

39. Заявка на изобретение № 2014123084 Российская Федерация, МПК G01B 15/02 (2006.01). Способ неразрушающего контроля толщины отложений на внутренней стенке трубопровода на основе радиоизотопного излучения : № 2014123084/28 : заявлено 05.06.2014 : опубликовано 20.12.2015 / Р.М. Проскуряков, В.И. Маларев, А.В. Коптева, И.Н. Войтюк; заявитель и

патентообладатель «Национальный минерально-сырьевой университет "Горный"». – 1 с.

40. Alnaimat, F. Wax deposition and prediction in petroleum pipelines / F. Alnaimat, M. Ziauddin // Journal of Petroleum Science and Engineering. $-2020. - N_{\text{P}} 184. - 15 \text{ p.}$

41. Ilushin, P. Development of a New Model for the Formation of Wax Deposits through the Passage of Crude Oil within the Well / P. Ilushin, K. Vyatkin, A. Kozlov // Sustainability. $-2023 - N \ge 15(12):9616 - 14$ p.

42. Askari, M. An intelligent gamma-ray technique for determining wax thickness in pipelines / M. Askari, A. Taheri, J. Kochakpour, M.T. Sasanpour // Applied Radiation and Isotopes. -2021. $-N_{2}$ 172. -6 p.

43. Kim, J. The development of an AI-based model to predict the location and amount of wax in oil pipelines / J. Kim, S. Han, Y. Seo, B. Moon, Y. Lee // Journal of Petroleum Science and Engineering. -2002. $-N_{2}$ 209. -12 p.

44. Chen, Z. Prediction Model of Wax Deposition Rate in Waxy Crude Oil Pipelines by Elman Neural Network Based on Improved Reptile Search Algorithm / Z. Chen, N. Wang, W. Jin, D. Li // Energy Engineering. – 2024. – V. 121, № 4. – P. 1009–1026.

45. Tian, H. A novel method for prediction of paraffin deposit in sucker rod pumping system based on CNN indicator diagram feature deep learning / H. Tian, S. Deng, C. Wang [μ др.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – No 206:108986. – 9 p.

46. Halstensen, M. Online estimation of wax deposition thickness in singlephase sub-sea pipelines based on acoustic chemometrics: A feasibility study / M. Halstensen, B.K. Arvoh, L. Amundsen, R. Hoffmann // Fuel. – 2013. – N_{2} 105. – P. 718–727.

47. ГОСТ Р 56542-2019. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 01.11.2020 / Федеральное агентство по техническому регулированию. – Изд. официальное. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 12 с.

48. ГОСТ 23829-85. Контроль неразрушающий акустический. Термины и определения : национальный стандарт СССР : дата введения 20.10.1985 / Государственный комитет СССР по стандартам. – Москва: Издательство стандартов, 1986. – 18 с.

49. Неразрушающий контроль. В 5 кн. Кн. 2. Акустические методы контроля : Практ. пособие / И.Н. Ермолов, Н.П. Алешин, А.И. Потапов. Под ред. В.В. Сухорукова. – Москва: Высшая школа, 1991. – 283 с. : ил. ISBN 5-06-002038-X.

50. Ермолов, И.Н. Теория и практика ультразвукового контроля / И.Н. Ермолов. – Москва: Машиностроение, 1981. – 240 с. : ил.

51. Алешин. Н.П. Радиационная, ультразвуковая И магнитная : Учеб. ПТУ / Н.П. дефектоскопия металлоизделий лля Алешин, В.Г. Щербинский. – Москва: Высшая школа, 1991. – 271 c. : ИЛ. ISBN 5-06-000923-8.

52. Ультразвуковой контроль материалов : Справ. изд. Й. Крауткремер, Г. Крауткремер. Пер. с нем. – Москва: Металлургия, 1991. – 752 с. : ил. ISBN 5-229-00362-6.

53. УИУ «СКАНЕР» модель «СКАРУЧ» : официальный сайт. – URL: <u>http://scaruch.ultes.info/produkciya/defektoskop/uiu_skaruch</u> (дата обращения: 20.09.2019).

54. Ультразвуковой дефектоскоп УСД-50 : официальный сайт. – URL: <u>https://kropus.com/catalog/ultrazvukovoy-i-akusticheskiy-kontrol/ultrazvukovye-</u> defektoskopy/vysokochastotnye/usd-50-ips (дата обращения: 23.09.2021).

55. Патент № 2257510 Российская Федерация, F17D 5/00, G01B 17/02.
Способ определения толщины слоя парафинов на внутренней стороне нефте- и газопроводов : № 2004105842/06 : заявлено 01.03.2004 : опубликовано 27.07.2005 / В.К. Шухостанов, В.Н. Коровин; заявитель и патентообладатель В.К. Шухостанов. – 7 с.

56. Кретов, Е.Ф. Ультразвуковая дефектоскопия в энергомашиностроении
/ Е.Ф. Кретов. – Санкт-Петербург: СВЕН, 2014 – 312 с. : ил.
ISBN 978-5-91161-014-2.

57. Алешин, Н.П. Ультразвуковая дефектоскопия : Справ. пособие / Н.П. Алешин, В.Г. Лупачев. – Минск.: Вышэйшая школа, 1987. – 271 с. : ил.

Таблицы физических величин. Справочник. Под редакцией академика
 И.К. Кикоина. – Москва: Атомиздат, 1976. – 1008 с. : ил.

59. Уткин, А.В. Экспериментальное исследование ударно-волновых процессов в твердых и жидких парафинах / А.В. Уткин, В.А. Сосиков, А.Н. Зубарева // Журнал технической физики. – Санкт-Петербург, 2014. – Том 84, № 12. – С.67-72.

60. Gunarathne, G.P.P. Novel techniques for monitoring and enhancing dissolution of mineral deposits in petroleum pipelines / G.P.P. Gunarathne, R.W. Keatch // Ultrasonic. – 1996. – N_{234} . – P.411-419.

61. Свет, В.Д. Особенности акустического профилирования донных отложений в больших нефтяных резервуарах / В.Д. Свет, С.А. Цысарь // Акустический журнал. – Москва, 2018. – Том 64, № 1. – С. 112-118.

62. Rommetveit, T. Using a multi-layered transducer model to estimate the properties of paraffin wax deposited on steel. / T. Rommetveit, T.F. Johansen, R. Johnsen // *Ultrasonics*. $-2011. - N_{\odot} 51. - P. 85-93.$

63. Патент № 2098754 Российская Федерация, МПК G01B 17/02. Способ измерения толщины слоя отложений на внутренних стенках водопроводных труб : № 94042611/28 : заявлено 30.11.1994 : опубликовано 10.12.1997 / В.Г. Саиткулов, Д.Л. Бурлаков; заявитель и патентообладатель Казанский государственный технический университет им. А.Н. Туполева. – 5 с.

64. Жиганнуров, Р.М. Развитие методов технических средств диагностирования магистральных нефтепроводов : автореф. дис. на соискание научной степени кандидата технических наук : 07.00.10, 25.00.19 / Жиганнуров Ринат Маратович ; ФГБОУ ВО УГНТУ. – Уфа, 2012. – 25 с.

65. Бабиков, О.И. Ультразвук и его применение в промышленности / О.И. Бабиков. – Москва: Гос. изд-во физ.-мат. литературы, 1958. – 260 с. : ил.

66. Ланге, Ю.В. Акустические низкочастотные методы и средства неразрушающего контроля многослойных конструкций / Ю.В. Ланге. – Москва: Машиностроение, 1991. – 272 с. : ил. ISBN 5-217-01071-1.

67. Неразрушающий контроль: Справочник: В 7 т. Под общ. ред. В.В. Клюева. Т. 3: Ультразвуковой контроль / И.Н. Ермолов, Ю.В. Ланге. – М: Машиностроение, 2004. – 864 с. : ил. ISBN 5-217-03224-3.

68. Ярославкина, Е.Е. Методы определения толщины отложений в нефтепроводах / Е.Е. Ярославкина, А.В. Суслов // Информационноизмерительные и управляющие системы: межвуз. сб. научных статей. Под ред. П.К. Ланге. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2020. –№1(18). – С. 210-217.

69. Суслов, А.В. Исследование зависимости собственных частот колебаний стенки трубопровода от толщины отложений / А.В. Суслов, Е.Е. Ярославкина // Перспективы развития технологий обработки и оборудования в машиностроении: сборник научных статей 6-й Всероссийской научнотехнической конференции с международным участием (12 февраля 2021 года). Редкол.: А.А. Горохов (отв. Ред.). – ЮгоЗап. гос. ун-т., Курск: Юго-Зап. гос. ун-т, 2021. – С. 234–238.

70. Суслов, А.В. Акустические методы контроля отложения парафина на внутренних стенках трубопроводов / А.В. Суслов, Е.Е. Ярославкина // Перспективные информационные технологии (ПИТ 2022) [Электронный ресурс]: труды Международной научно-технической конференции. Под ред. С.А. Прохорова. – Самара: Издательство Самарского научного центра РАН, 2022. – С. 86–88.

71. Неразрушающий контроль: Справочник: В 7 т. Под общ. ред. В.В. Клюева. Т.7: В 2 кн. Кн. 2. Вибродиагностика / Ф.Я. Балицкий, А.В. Барков, Н.А. Баркова [и др.] – Москва: Машиностроение, 2005. – 289 с. : ил. ISBN 5-217-03298-7.

72. Топ системы : портал. – URL: <u>https://www.tflex.ru/vuzam/methodology</u> (дата обращения: 11.11.2020).

73. Справочник по динамике сооружений. Под ред. Б.Г. Коренева, И.М. Рабиновича. – Москва: Стройиздат, 1972. – 511 с. : ил.

74. Вайнберг, Д.В. Расчет пластин. 2-е изд., перераб. и доп. / Д.В. Вайнберг, Е.Д. Вайнберг. – Киев: Будівельник, 1970. – 436 с. : ил.

75. Филиппов, А.П. Колебания упругих систем / А. П. Филиппов, чл.-кор.
АН УССР проф.; Акад. наук Укр. ССР. Лаборатория гидравл. машин. – Киев:
Изд-во Акад. наук УССР, 1956. – 322 с. : ил.

76. Гонткевич, В.С. Собственные колебания пластинок и оболочек : Справочник / Под ред. чл.-кор. АН УССР. А.П. Филиппова. – Киев: Наукова думка, 1964. – 288 с. : ил.

77. Прочность. Устойчивость. Колебания. Справочник в 3 т. Том 3. Под ред. д-ра техн. наук И.А. Биргера и чл.-корр. АН Латвийской ССР Я.Г. Папонко. – Москва: Машинстроение, 1986. – 567 с. : ил.

78. Вибрации в технике : Справочник : в 6-ти т. Ред. совет: В.Н. Челомей (пред., гл. ред.). Т. 1. Колебания линейных систем / Под ред. В.В. Болотина. – Москва: Машиностроение, 1978 – 352 с. : ил.

79. Ansys Engineering Simulation Software : официальный сайт. – URL: <u>https://www.ansys.com</u>. (дата обращения: 20.12.2024).

80. Al-hababi, T. The Coupled Effect of Temperature Changes and Damage Depth on Natural Frequencies in Beam-Like Structures / T. Al-hababi, N.F. Alkayem, L. Cui [и др.] // SDHM. – 2022. – V.16, № 1 – Р. 15–35.

81. Cai, Y. Influence of Temperature on the Natural Vibration Characteristics of Simply Supported Reinforced Concrete Beam / Y. Cai, K. Zhang, Zh. Ye [и др.] // Sensors. – 2021. – № 21. – 14 p.

82. Haţiegan, C. Study of Temperature Influence on the Eigen Frequencies of a Flat Rectangular Plate with all Edges Simply Supported / C. Haţiegan, C.O. Hamat, C. Popescu, C. Cocar // Annals of the «Constantin Brancusi» University of Targu Jiu, Engineering Series. – 2023. – № 4. – P. 168–173.

83. Geng, Q. Dynamic and Acoustic Response of a Clamped Rectangular Plate
in Thermal Environments: Experiment and Numerical Simulation / Q. Geng, H. Li,
Y. Li // J. Acoust. Soc. Am. – 2014. – № 135 (5). – p. 2674–2682.

84. Григолюк, Э.И. Устойчивость оболочек / Э.И. Григолюк, В.В. Кабанов. – Москва: Наука, 1978. – 360 с. : ил.

85. Маккини, У. Python и анализ данных / У. Маккини. – 2-е изд. – Москва: ДМК Пресс, 2019 – 540 с. : ил. ISBN 978-5-97060-590-5.

86. Свейгарт, Эл. Автоматизация рутинных задач с помощью Python : практическое руководство для начинающих : Пер. с англ. – Москва: ООО «И.Д. Вильямс», 2017. – 592 с. : ил. ISBN 978-5-8459-2090-4.

87. Норин, В.А. Метрология, стандартизация и сертификация. Часть I. Методические указания по выполнению практических работ для студентов строительных и механических специальностей очной и заочной форм обучения / сост. В.А. Норин, В.Е. Гордиенко, Н.В. Овчинников // СПбГАСУ. – Санкт-Петербург, 2009. – 56 с.

88. Бондарчук, С.С. Статобработка экспериментальных данных в MS Excel : учебное пособие / С.С. Бондарчук, И.С. Бондарчук. – Томск: Издательство Томского государственного педагогического университета, 2018. – 433 с. : ил. ISBN 978-5-89428-861-1.

89. Норин, В.А. Метрология, стандартизация и сертификация. Часть II. Методические указания по выполнению курсовой работы для студентов механических специальностей очной и заочной форм обучения / сост. В.А. Норин // СПбГАСУ. – Санкт-Петербург, 2009. – 44 с.

90. Фролов, А.В. Корреляция и регрессия в Excel: методические рекомендации к выполнению лабораторной работы / А.В. Фролов // Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова. – Бийск: Изд-во Алт. гос. техн. ун-та, 2015. – 31 с.

91. Романов, В.Н. Теория измерений. Методы обработки результатов измерений / В.Н. Романов. – Санкт-Петербург: Северо-западный технический университет, 2006. – 127 с. : ил.

92. Калинина, В.Н. Введение в многомерный статистический анализ : Учебное пособие для студентов / В.Н. Калинина, В.И. Соловьев. – Москва: ГОУ ВПО Гос. ун-т упр., 2003. – 65 с. : ил. ISBN 5-215-01514-7.

93. Трусова, А.Ю. Анализ данных. Многомерные статистические методы : учебное пособие / А.Ю. Трусова. – Самара: Издательство Самарского университета, 2023. – 92 с. ISBN 978-5-7883-2029-8.

94. Вольмир, А.С. Нелинейная динамика пластин и оболочек / А.С. Вольмир. – Москва: Наука, 1972. – 432 с. : ил.

95. Суслов, А.В. Теоретико-экспериментальное исследование зависимости собственных частот колебаний пластины от толщины отложений / А.В. Суслов, Е.Е. Ярославкина // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – Т. 29. № 2. – С. 88–99.

96. Суслов, А.В. Применение статистических исследований при выявлении зависимости параметров акустических колебаний на участке трубопровода от толщины отложений / А.В. Суслов, Е.Е. Ярославкина // Автоматизация в промышленности. – Москва: ИД «ИнфоАвтоматизация», 2023. – Март 2023. – С. 13-16.

97. Суслов, А.В. Исследование влияния температурных напряжений на собственные колебания пластин / А.В. Суслов, Е.Е. Ярославкина // Вестник Самарского университета. Естественнонаучная серия. – 2024. – Т 30. № 2. – С. 45–53.

98. Suslov, A.V. Acoustic methods for measuring the thickness of deposits on the inner wall of pipelines / A.V. Suslov, E.E. Yaroslavkina // Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering. – Samara, 2023. – V. 21, № 5. – P. 132–144.

99. РД 153-34.0-11.201–97. Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений : дата введения 01.02.1999 / Департамент стратегии развития и научно-техническй политики РАО «ЕЭС России». – Изд. официальное. – Москва: СПО ОРГРЭС, 1999. – 17 с.

100. Новицкий, П.В. Оценка погрешностей результатов измерений / П.В. Новицкий, И.А. Зограф. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1991. – 304 с. : ил. ISBN 5-283-04513-7.

101. Крылов, В.Е. Общая теория статистики : учеб. пособие / В.Е. Крылов,
Н.В. Муравьева; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир:
Изд-во ВлГУ, 2020. – 243 с. : ил. ISBN 978-5-9984-1113-7.

102. Суслов, А.В. Акустический метод определения толщины отложений в технологическом оборудовании / А.В. Суслов // Вестник Самарского университета. Естественнонаучная серия. – 2025. – Т 31. № 1. (в печати).

103. Патент № 2781414 Российская Федерация, МПК G01B 17/02 (2006.01). Способ определения толщины отложений на внутренней стенке трубопроводов и технологического оборудования : № 2022113711 : заявлено 23.05.2022 : опубликовано 11.10.2022 / А.В. Суслов, Е.Е. Ярославкина; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО СамГТУ. – 7 с.

104. Патент № 2804264 Российская Федерация, МПК G01B 17/02 (2006.01). Способ определения толщины отложений на внутренней стенке трубопроводов и технологического оборудования : № 2023111691 : заявлено 05.05.2023 : опубликовано 26.09.2023 / А.В. Суслов, Е.Е. Ярославкина; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО СамГТУ. – 9 с.

105. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024664569 Российская Федерация. Расчет и прогнозирование толщины отложений в технологическом оборудовании : заявлено 11.09.2024 : опубликовано 10.10.2024 / А.В. Суслов, Е.А. Тюрин, А.Ю. Ярославкин; правообладатель ФГБОУ ВО СамГТУ, Бюл. № 10. – Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ.

141

Приложение А. Фрагмент программного кода ПО ИИС ОТО

clas	s SuslovApp(QMainWindow):
de	efinit(self):
	# Загрузка иі файла
	<pre>super(SuslovApp, self)init()</pre>
	uic.loadUi("SuslovSoftware.ui", self)
	self setWindowTitle("Deposit measure")
	#self showMaximized()
#	
	self nushButton_start_process_setStyleSheet("hackground_color: green")
	solf vertical event 2 - OtWidgets OVPort event(solf gref)
	self.verticalLayout $2 = Q(w) ugets.Qv BoxLayout(self.graf)$
	self.verticalLayout12.setObjectName("norizontalLayout_4")
	self.figure = plt.figure()
	self.axes = self.figure.add_subplot(3,4,1) # add_axes($[0, 0, 0, 0]$)
	plt.axis("off")
	self.canvas = FigureCanvas(self.figure)
	self.canvas.setFocus()
	self.graf.installEventFilter(self)
	self.verticalLayout12.addWidget(self.canvas)
	self.centralwidget.setContentsMargins(0, 0, 0, 0)
	self.verticalLayout12.setContentsMargins(0, 0, 0, 0)
#Д	ействия связанные с элементами приложения
	# Вклалка Настройка обработки
	self lineEdit min freq textChanged.connect(self.change_min_freq)
	self lineEdit max freq textChanged connect(self change max freq)
	self lineEdit_mix_heq.textChanged.connect(self change_width)
	solf lineEdit_width.textChanged.connect(solf.change_width)
	self lineEdit_len textChanged.connect(self.change_len)
	colf lineEdit_height_fft textChanged_connect(colf_change_height_fft)
	self.imeEdit_height_fit.textChanged.connect(self.change_height_fit)
	self.lineEdit_leff_fit.lexiChanged.connect(self.change_leff_fit)
	self.lineEdit_find_max_peak.textChanged.connect(self.change_find_max_peak)
	self.lineEdit_extrapolation.textChanged.connect(self.change_extrapolation)
	self.lineEdit_date_measure.textChanged.connect(self.change_date)
	self.lineEdit_extrapolation_date.textChanged.connect(self.change_extrapolation_date)
	self.action_open_wav.triggered.connect(self.open_file_wav)
	self.action_save.triggered.connect(self.save_as)
	self.action_XLSX.triggered.connect(partial(self.open_xlsx,0))
	self.pushButton_start_process.clicked.connect(partial(self.start_process,0))
	self.pushButton_find_thickness_sediment.clicked.connect(partial(self.start_process,1))
	# Вкладка Рассчитанные параметры
	self.pushButton_back_signal.clicked.connect(partial(self.change_signal,0))
	self.pushButton next signal.clicked.connect(partial(self.change signal,1))
	self.horizontalSlider change signal.valueChanged.connect(partial(self.change signal,2))
	#self.pushButton 3std.clicked.connect(self.calculate 3std)
	self.pushButton find progress sedimend.clicked.connect(partial(self.open xlsx.1))
#	
	self.nd excel data signal = None
	self pd_excel_data_fft = None
	self.nd_excel_data_narams - None
	self number signal – None
	self count signal – None
	self.count_signal = None
	self.mean_level = None
	self.inean_ievel = None
	self.mean_energy = None
	self.mean_duration_signal = None
	seif.sta_ireq = None
	self.std_level = None
	self.std_energy = None
	self.std_duration_signal = None
	self.type_pipe = None
	self.thickness sediment = None

self.name_file = None self.polynom = 1self.unknown_energy = None self.unknown_duration_signal = None self.unknown_freq = None self.unknown_level = None self.path_XLSX_file = None $self.path_WAV_file = None$ self.extrapolation_date = "__.___ self.list_find_sediment = [] self.list_date = [] self.list_days = [] $self.min_freq = 1$ # Минимальная частота $self.max_freq = 15000$ # Максимальная частота self.width = 1# Ширина сигнала self.height = 5000# Уровень шума self.len = 10000# Скважность между пиками $self.width_peaks_fft = 1$ # Ширина пика $self.height_peaks_fft = 30$ # Высота пика $self.len_peaks_fft = 50$ # Скважность пиков $self.find_max_peak = 1900$ # Поиск макс пиков $self.extrapolation_coef = 0$ self.date = datetime.datetime.today().strftime("%d.%m.%Y") self.list_find_sediment.append(self.date) self.lineEdit_date_measure.setText(str(self.date)) self.lineEdit_extrapolation.setText(str(self.extrapolation_coef)) # Значение мм экстраполяции self.lineEdit min freq.setText(str(self.min freq)) # Мин частота self.lineEdit max freq.setText(str(self.max freq)) # Макс частота self.lineEdit width.setText(str(self.width)) # Ширина сигнала self.lineEdit_height.setText(str(self.height)) # Уровень шума self.lineEdit len.setText(str(self.len)) # Скважность между пиками self.lineEdit_height_fft.setText(str(self.height_peaks_fft)) # Высота пика # Скважность пиков self.lineEdit_len_fft.setText(str(self.len_peaks_fft)) self.lineEdit_find_max_peak.setText(str(self.find_max_peak)) # Поиск макс пиков self.data_sediment = pd.DataFrame(data=None, index=None, columns=["Дата измерения", "По частоте, мм", "По уровню сигнала, мм", "По энергии, мм", "По длительности сигнала, мм"])

```
def start_process(self,action):
  if action == 1:
     self.open_file_wav()
  if (self.path_WAV_file == [] and action ==0) or (self.path_XLSX_file is None and action ==1):
     msg = QMessageBox()
     msg.setIcon(QMessageBox.Warning)
     msg.setText("Откройте файл для обработки")
    msg.setWindowTitle("Предупреждение")
    msg.setStandardButtons(QMessageBox.Ok | QMessageBox.Cancel)
    retval = msg.exec ()
    return
  else:
     self.pushButton_start_process.setText("Обработка")
     self.pushButton_start_process.setStyleSheet("background-color: red")
     for self.name_file in self.path_WAV_file:
       list name file = self.name file.split()
       self.type_pipe = list_name_file[1]
       if list_name_file[2].isdigit():
          self.thickness sediment = float(list name file[2])
       else:
         self.thickness_sediment = list_name_file[2]
       data_signal = []
       data_fft = []
```

```
data_params = pd.DataFrame(data=None, index=None,
                               columns=["Файл", "Частота дискретизации АЦП", "Частота, Гц", "Уровень сигнала,
мВ", "Энергия, Дж", "Длительность сигнала мс", "Массив частот Фурье, Гц"])
                  if action != 1:
                    self.data_excel_stats = pd.DataFrame(data=None, index=None,
                                  columns=["Отложение, мм", "Частота, Гц", "Уровень сигнала, мВ", "Энергия, Дж",
"Длительность сигнала, мс", "СКО частота, Гц", "СКО уровень сигнала, мВ", "СКО энергия, Дж", "СКО
длительность сигнала, мс"])
                  fs rate, signal all = wavfile.read(self.name file)
                  if signal all.ndim == 2:
                    signal_all = self.convert_to_mono(signal_all)
                  elif signal_all.ndim == 1:
                    pass
                  all_peaks_signal_all = self.cute_signal_on_peaks(signal_all)
                                                                                 # определение пиков превышающих
шум для выделения из всего файла отдельных сигналов
                  df_sig_all = self.convert_to_df(all_peaks_signal_all,fs_rate)
                  self.plot_one_graf(y1=signal_all,
                                                        x1=[i/fs rate
                                                                          for
                                                                                         in
                                                                                                 range(len(signal_all))],
                                                                                   i
x2=df_sig_all["time"]/fs_rate, y2=df_sig_all["Уровень сигнала, мВ"], type2="*", title="Исходный сигнал с пиками")
                  time.sleep(2)
                  for index, number in enumerate(df_sig_all["time"][1:]):
                    time_limit = [df_sig_all["time"][index] - 200, df_sig_all["time"][index + 1] - 200] # определение
временного окна в котором лежит 1 сигнал
                    signal = signal_all[time_limit[0]:time_limit[1]] # обрезка 1 сигнала
                    signal = self.cute_signal(signal, 6000) # убрать хвост сигнала
                    N, secs = self.eval_signal_time(signal, fs_rate)
                                                                         # получение времени сигнала из частоты
дискретизации
                    df sig = self.find max value signal(signal) # определение пиков сигнала
                    xf, yf = self.eval fft(signal, N, fs rate) # fft
                    fft_signal = [np.abs(yf[0:N // 2])][0] # обрезка отрицательной части fft
                    xf = self.cute\_signal(xf,4000)
                    fft_signal = self.cute_signal(fft_signal,4000)
                    name = self.name file.split("/")[-1]
                    self.plot_2_subplots(y1=signal, x1=[i/44100 for i in range(len(signal))], y2=fft_signal, x2=xf,
title=f"Файл: {name}. Сигнал - {index} из {df_sig_all.shape[0]-1}") #
                    peaks fft, peaks2 fft = find peaks((2.0 / N * np.abs(yf[0:N // 2])), width=self.width peaks fft,
                                          height=self.height_peaks_fft, distance=self.len_peaks_fft)
                                                                                                        # определение
пиков спектральной характеристики
                    res_fft = np.array([peaks_fft / secs, peaks2_fft.get("peak_heights")]).astype(int).T
                    df = pd.DataFrame(res_fft, columns=["Частота, Гц", "Уровень сигнала, мВ"])
                    df = df.sort_values(by=["Уровень сигнала, мВ"], ascending=False, ignore_index=True)
                    df = df.loc[(df["Частота, \Gammaц"] <= self.max_freq) & (df["Частота, \Gammaц"] >= self.min_freq)] # фильтр
                    df = df.head(1)
                    if df.size == 0:
                       df.loc[0,"Частота, Гц"] = np.nan
                       df.loc[0, "Уровень сигнала, мВ"] = np.nan
                    k energy = 1000000000
                    energy = np.sum(np.power(signal[df sig["time"].min():df sig["time"].max()].astype(np.int64), 2)) /
k_energy # расчет энергии
                    print(signal[df_sig["time"].min():df_sig["time"].max()])
                    print(np.power(signal[df_sig["time"].min():df_sig["time"].max()].astype(np.int64), 2))
                    duration_signal = df_sig["time"].max() - df_sig["time"].min()
                                                                                           # расчет времени сигнала
конечное значение и первое которое превышает порог
                    data_signal.append(signal)
                    data_fft.append(fft_signal)
                    data params.loc[index, "Файл"] = name
                    data_params.loc[index, "Энергия, Дж"] = energy
data_params.loc[index, "Длительность сигнала мс"] = duration_signal/fs_rate
                    data_params.loc[index, "Частота, Γμ"] = df.iloc[0, 0]
                    data_params.loc[index, "Уровень сигнала, мВ"] = df.iloc[0, 1]
```
```
data_params.loc[index, "Частота дискретизации АЦП"] = fs_rate
                    data_params.loc[index, "Массив частот fft, Гц"] = xf
                  df_data_signal = pd.DataFrame(data_signal)
                  df_data_signal.columns = [i/fs_rate for i in range(len(df_data_signal.columns))]
                  df_data_fft = pd.DataFrame(data_fft)
                  df_data_fft.columns = xf
                  self.pd_excel_data_signal = df_data_signal
                  self.pd excel data fft = df data fft
                  self.pd_excel_data_params = data_params
                  self.calculate_mean_std()
                  self.count_signal = self.pd_excel_data_signal.shape[0]-1
                  self.number_signal = self.pd_excel_data_signal.shape[0]-1
                  if action == 1:
                     self.save excel(self.name file, "Массив сигналов", "Массив спектров", "Параметры сигналов")
                  else:
                     self.save excel(self.name file, "Массив сигналов", "Массив спектров", "Параметры сигналов",
"Средние значения")
                    print("сохранил 4 файла")
                    self.calculate_3std()
                  self.pushButton_start_process.setText("Начать обработку")
                  self.pushButton_start_process.setStyleSheet("background-color: green")
                  self.tabWidget.setCurrentIndex(1)
                  self.lineEdit_number_signal.setText(str(self.number_signal))
                  self.horizontalSlider_change_signal.setValue(self.number_signal)
                  self.lineEdit_count_signal.setText(str(self.number_signal))
                  self.min_max_slider(self.count_signal)
                  self.setting average on lineEdit()
                  if action == 1:
                    self.unknown energy = float(self.lineEdit mean energy.text())
                    self.unknown_duration_signal = float(self.lineEdit_mean_duration.text())
                    self.unknown_energy = float(self.lineEdit_mean_energy.text())
                    self.unknown_freq = float(self.lineEdit_mean_freq.text())
                    self.unknown_level = float(self.lineEdit_mean_level.text())
                    self.plot_4_subplots(self.path_XLSX_file)
                    name = f"{self.type_pipe}_измеренные отложения.xlsx"
                    print(len(self.data_sediment.index))
                    if name in self.file in path:
                       self.data sediment = pd.read excel(f"{self.path}/{self.type pipe} измеренные отложения.xlsx",
                                            index col=0)
                    self.data_sediment.loc[len(self.data_sediment.index)] = self.list_find_sediment
                    w5 = pd.ExcelWriter(f"{self.path}/{self.type_pipe}_измеренные отложения.xlsx")
                    self.data_sediment.to_excel(w5)
                    w5.close()
                    self.list_find_sediment = [self.date]
           def save excel(self, file, str signal = None, str fft = None, str params = None, str mean = None):
             self.file in path = os.listdir(self.path)
             if str signal is not None:
                w1 = pd.ExcelWriter(f"{file} {str signal}.xlsx")
                self.pd excel data signal.to excel(w1)
                w1.close()
             if str fft is not None:
                w2 = pd.ExcelWriter(f"{file}_{str_fft}.xlsx")
                self.pd_excel_data_fft.to_excel(w2)
                w2.close()
             if str_params is not None:
                w3 = pd.ExcelWriter(f''{file}_{str_params}.xlsx'')
                self.pd_excel_data_params.to_excel(w3)
                w3.close()
             if str_mean is not None:
                name = f"{self.type_pipe}_{str_mean}.xlsx"
               if name in self.file_in_path:
```

146

 $self.data_excel_stats = pd.read_excel(f''{self.path}/{self.type_pipe}_{str_mean}.xlsx'', index_col=0)$

```
self.data_excel_stats.loc[len(self.data_excel_stats.index)] = [self.thickness_sediment, self.mean_freq,
                                                       self.mean_level, self.mean_energy,
                                                       self.mean_duration_signal, self.std_freq,
                                                       self.std_level, self.std_energy,
                                                       self.std_duration_signal]
                w4 = pd.ExcelWriter(f''{self.path}/{self.type pipe} {str mean}.xlsx'')
                self.data excel stats.to excel(w4)
                self.data_excel_stats.drop(labels=[0],axis=0,inplace = True)
                w4.close()
           # Функция по экстраполяции отложения на обозначенную дату в будущем
           def progress sediment(self):
             self.list_days = []
             self.list_date = []
             self.extrapolation date = self.change extrapolation date()
             self.data_sediment = pd.read_excel(self.path_XLSX_file)
             for i in range(len(self.data_sediment["Дата измерения"])):
                if type(self.data_sediment["Дата измерения"][i]) is not type("1"):
                   self.data_sediment["Дата
                                                        измерения"][i]
                                                                                                  self.data_sediment["Дата
                                                                                    =
измерения"][i].strftime("%d.%m.%Y")
                self.list_date.append(datetime.datetime.strptime(self.data_sediment["Дата измерения"][i],"%d.%m.%Y"))
             #self.list_date.append(datetime.datetime.strptime(self.extrapolation_date, "%d.%m.%Y"))
             self.list_days.append(0)
             for i in range(1,len(self.list_date)):
                self.list days.append(self.list days[i-1]+abs(self.list date[i]-self.list date[i-1]).days)
             if len(self.extrapolation_date.split("_")) <= 1:
                self.extrapolation date = datetime.datetime.strptime(self.extrapolation date, "%d.%m.%Y")
                self.extrapolation coef = abs(self.extrapolation date-self.list date[-1]).days
                                            self.polyline approx(self.list days,
             x data.
                          y data
                                     =
                                                                                    (self.data sediment["По
                                                                                                                  энергии,
мм"].fillna(method='ffill')+self.data_sediment["По длительности сигнала, мм"].fillna(method='ffill'))/2,)
              """x_data, y_data = self.exponent_approx(self.list_days, (
                     self.data sediment["По энергии, мм"].fillna(method='ffill') + self.data sediment[
                   "По длительности сигнала, мм"].fillna(method='ffill')) / 2 )"""
             margins = {"left": 0.06, "bottom": 0.15, "right": 0.99, "top": 0.95}
              self.figure.clear()
             plt.subplots_adjust(**margins)
             #print((self.data_sediment["По энергии, мм"].fillna(method='ffill')+self.data_sediment["По длительности
сигнала, мм"].fillna(method='ffill'))/2)
             plt.plot(self.list_days, (self.data_sediment["По энергии, мм"].fillna(method='ffill')+self.data_sediment["По
длительности сигнала, мм"].fillna(method='ffill'))/2)
             plt.plot(x_data,y_data, "r-")
             if type(self.extrapolation_date) is not str or len(self.extrapolation_date.split("_")) <= 1:
                self.list_date.append(self.extrapolation_date)
                self.list days.append(self.list days[-1]+self.extrapolation coef)
             print(self.list date)
             print(self.list days)
             plt.xticks(self.list days)
             plt.xticks(self.list days, [i.strftime("%d.%m.%Y") for i in self.list date],rotation ='vertical')
             plt.xlabel(self.data_sediment.columns[1])
             plt.ylabel("Толщина отложения, мм")
             plt.grid()
             self.canvas.draw()
             self.canvas.flush_events()
           def calculate_mean_std(self):
              self.mean freq = round(self.pd excel data params["4actota, \Gamma u"].mean(), 4)
             self.mean_level = round(self.pd_excel_data_params["Уровень сигнала, мВ"].mean(), 4)
             self.mean_energy = round(self.pd_excel_data_params["Энергия, Дж"].mean(), 4)
             self.mean_duration_signal = round(self.pd_excel_data_params["Длительность сигнала мс"].mean(), 4)
             self.std_freq = round(self.pd_excel_data_params["Частота, Γц"].std(), 4)
```

```
self.std_level = round(self.pd_excel_data_params["Уровень сигнала, мВ"].std(), 4)
             self.std_energy = round(self.pd_excel_data_params["Энергия, Дж"].std(), 4)
             self.std_duration_signal = round(self.pd_excel_data_params["Длительность сигнала мс"].std(), 4)
          def calculate_3std(self):
             self.pd_excel_data_params.loc[self.pd_excel_data_params["4actora, \Gamma u"] < self.mean_freq -
self.std_freq,"Частота, Гц"] = np.nan
             self.pd excel data params.loc[self.pd excel data params["4actora, \Gamma \mu"] > self.mean freq +
self.std_freq, "Частота, Гц"] = np.nan
             self.pd_excel_data_params.loc[self.pd_excel_data_params["Уровень сигнала, мВ"] < self.mean_level - 3 *
self.std level, "Уровень сигнала, мВ"] = np.nan
             self.pd_excel_data_params.loc[self.pd_excel_data_params["Уровень сигнала, мВ"] > self.mean_level + 3 *
self.std_level, "Уровень сигнала, мВ"] = np.nan
             self.pd_excel_data_params.loc[self.pd_excel_data_params["Энергия, Дж"] < self.mean_energy - 3 *
self.std_energy, "Энергия, Дж"] = np.nan
             self.pd_excel_data_params.loc[self.pd_excel_data_params["Энергия, Дж"] > self.mean_energy +
self.std energy, "Энергия, Дж"] = np.nan
             self.pd_excel_data_params.loc[self.pd_excel_data_params["Длительность
                                                                                            сигнала
                                                                                                          мс"]
self.mean_duration_signal - 3 * self.std_duration_signal, "Длительность сигнала мс"] = np.nan
             self.pd_excel_data_params.loc[self.pd_excel_data_params["Длительность
                                                                                            сигнала
                                                                                                          мс"1
                                                                                                                     >
self.mean_duration_signal + 3 * self.std_duration_signal, "Длительность сигнала мс"] = np.nan
             self.calculate_mean_std()
             self.setting_average_on_lineEdit()
             self.save_excel(self.name_file,str_params="3 СКО Параметров сигнала", str_mean="3 СКО")
          def setting_average_on_lineEdit(self):
             self.lineEdit mean freq.setText(str(round(self.pd excel data params["Частота, Гц"].mean(), 4)))
             self.lineEdit_mean_level.setText(str(round(self.pd_excel_data_params["Уровень сигнала, мВ"].mean(), 4)))
             self.lineEdit mean energy.setText(str(round(self.pd excel data params["Энергия, Дж"].mean(), 4)))
             self.lineEdit_mean_duration.setText(str(round(self.pd_excel_data_params["Длительность
                                                                                                              сигнала
мс"].mean(), 4)))
          def find_intersections(self,y1,y2):
             idx = np.argwhere(np.diff(np.sign(y1 - y2))).flatten()
             return idx
          def polyline approx(self,x,y, polynom=1):
             model = np.poly1d(np.polyfit(x, y, polynom))
             x_data = np.linspace(min(x), max(x)+self.extrapolation_coef, 1000)
             y data = model(x data)
             return x_data, y_data
          def exponent_approx(self,x,y):
             \log_Y = np.\log(y)
             coefficients = np.polyfit(x, log_Y, 1)
             beta 1 = coefficients[0]
             beta 0 = np.exp(coefficients[1])
             print(beta 1)
             print(beta 0)
             [a, b], res1 = curve fit(lambda x1, a, b: a * np.exp(b * x1), x, y)
             x_data = np.linspace(min(x), max(x)+self.extrapolation_coef, 1000)
             y_data = beta_0 * np.exp(beta_1 * x_data)
             return x_data, y_data
          def find_sediment_mm(self,x,y,find_params, type_approx=True): # type_approx=0
             if type approx: # Полином
                x_data, y_data = self.polyline_approx(x, y)
             else:
                x_data, y_data = self.exponent_approx(x, y)
             y_find_params = np.linspace(find_params, find_params, 1000)
             idx = self.find_intersections(y_find_params, y_data)
             plt.plot(x_data, y_data)
```

plt.plot(x_data, y_find_params) if len(idx)!=0: self.list_find_sediment.append(x_data[idx[0]]) print(self.list_find_sediment) for i in idx: #plt.text(x_data[i], y_find_params[i], f"{np.round(x_data[i], 2)} mm") point = plt.plot(x_data[i], y_find_params[i], "ro", label = f"Толщина отложения-{np.round(x_data[i], 2)} mm") plt.legend() else: self.list find sediment.append(np.nan) # ____ # Функции для построения графиков def plot_4_subplots(self, xlsx_file): self.data_excel_stats = pd.read_excel(xlsx_file) margins = {"left": 0.1, "bottom": 0.09, "right": 0.99, "top": 0.95} self.figure.clear() plt.subplots_adjust(**margins) """self.axes = self.figure.add_subplot(2, 2, 1) plt.suptitle(xlsx_file.split("/").pop()) plt.scatter(self.data_excel_stats["Отложение, мм"],self.data_excel_stats["Частота, Гц"])""" if self.unknown_freq is not None: self.find_sediment_mm(self.data_excel_stats["Отложение, мм"], self.data_excel_stats["Частота, Гц"], self.unknown_freq) plt.xlabel(self.data excel stats.columns[1]) plt.ylabel(self.data excel stats.columns[2]) plt.xticks(np.arange(min(self.data excel stats["Отложение, мм"]), max(self.data excel stats["Отложение, MM"])+self.extrapolation_coef + 1, 3.0)) plt.grid()""" """self.axes = self.figure.add_subplot(2, 2, 2) plt.scatter(self.data_excel_stats["Отложение, мм"],self.data_excel_stats["Уровень сигнала, мВ"])""" if self.unknown_level is not None: self.find_sediment_mm(self.data_excel_stats["Отложение, мм"],self.data_excel_stats["Уровень сигнала, мВ"],self.unknown_level) """plt.xlabel(self.data excel stats.columns[1]) plt.ylabel(self.data excel stats.columns[3]) plt.xticks(np.arange(min(self.data_excel_stats["Отложение, мм"]), max(self.data_excel_stats["Отложение, MM"])+self.extrapolation_coef + 1, 3.0)) plt.grid()""" self.axes = self.figure.add_subplot(2, 1, 1) #2,2,3 plt.scatter(self.data_excel_stats["Отложение, мм"], self.data_excel_stats["Энергия, Дж"]) if self.unknown_energy is not None: self.find_sediment_mm(self.data_excel_stats["Отложение, мм"],self.data_excel_stats["Энергия, Дж"],self.unknown energy, False) plt.xlabel(self.data excel stats.columns[1]) plt.ylabel(self.data excel stats.columns[4]) plt.xticks(np.arange(min(self.data excel stats["Отложение, мм"]), max(self.data excel stats["Отложение, MM'')+self.extrapolation coef + 1, 3.0)) plt.grid() self.axes = self.figure.add_subplot(2, 1, 2) #2,2,4 plt.scatter(self.data_excel_stats["Отложение, мм"], self.data_excel_stats["Длительность сигнала, мс"]) if self.unknown_duration_signal is not None: self.find_sediment_mm(self.data_excel_stats["Отложение, мм"],self.data_excel_stats["Длительность сигнала, мс"],self.unknown_duration_signal) plt.xlabel(self.data_excel_stats.columns[1]) plt.ylabel(self.data excel stats.columns[5]) plt.xticks(np.arange(min(self.data_excel_stats["Отложение, мм"]), max(self.data_excel_stats["Отложение, MM"])+self.extrapolation_coef + 1, 3.0)) plt.grid() self.canvas.draw()

self.canvas.flush_events()

```
def plot_2_subplots(self, x1, y1=None, x2=None, y2=None, title=None):
     margins = {"left": 0.06, "bottom": 0.09, "right": 0.99, "top": 0.95}
    self.figure.clear()
    plt.subplots_adjust(**margins)
    self.axes = self.figure.add_subplot(2, 1, 1)
     if y1 is None:
       plt.plot(x1)
     else:
       plt.plot(x1,y1)
     if title is not None:
       plt.title(title)
     self.axes = self.figure.add_subplot(2, 1, 2)
    if y2 is None:
       plt.plot(x2)
     else:
       plt.plot(x2,y2)
    self.canvas.draw()
    self.canvas.flush_events()
  def plot_one_graf(self, x1, y1=None, type1="-", x2=None, y2=None, type2="-", title=None):
     margins = {"left": 0.06, "bottom": 0.09, "right": 0.99, "top": 0.95}
    self.figure.clear()
    plt.subplots_adjust(**margins)
     """x = np.linspace(-np.pi, np.pi, 50)
    \mathbf{y} = \mathbf{x}
    z = np.cos(x)
    self.axes = self.figure.add subplot(111, projection='3d')
    self.axes.plot(x, y, z, label='parametric curve')"""
    if x2 is None:
       if y1 is None:
         plt.plot(x1,type1)
       else:
         plt.plot(x1,y1,type1)
    else:
       if y1 is None:
         plt.plot(x1,type1)
       else:
         plt.plot(x1,y1,type1)
       if y2 is None:
         plt.plot(x2,type2)
       else:
         plt.plot(x2,y2,type2)
     if title is not None:
       plt.title(title)
    self.canvas.draw()
    self.canvas.flush_events()
        # Функции связанные с действиями с элементами графического интерфейса
  def open_xlsx(self,action):
     self.path_XLSX_file, check = QFileDialog.getOpenFileName(None, "Открыть файл", "", "Data (*.xlsx)")
    if check == "":
       return
    if action == 0:
       self.plot_4_subplots(self.path_XLSX_file)
    elif action == 1:
       self.progress_sediment()
  def min_max_slider(self, number_signal):
     self.horizontalSlider_change_signal.setMaximum(number_signal)
```

```
def change_signal(self, action):
  if action == 0:
     if self.number_signal > 0:
       self.number_signal = self.number_signal - 1
       self.horizontalSlider_change_signal.setValue(self.number_signal)
   elif action == 1:
     if self.number signal < self.count signal:
       self.number signal = self.number signal + 1
       self.horizontalSlider_change_signal.setValue(self.number_signal)
  elif action == 2:
     self.number_signal = self.horizontalSlider_change_signal.sliderPosition()
  self.lineEdit_number_signal.setText(str(self.number_signal))
  self.plot_2_subplots(y1=self.pd_excel_data_signal.loc[self.number_signal],
                x1=self.pd_excel_data_signal.columns,
               y2=self.pd_excel_data_fft.loc[self.number_signal], x2=self.pd_excel_data_fft.columns)
def open_file_wav(self):
  self.path_WAV_file, check = QFileDialog.getOpenFileNames(None, "Открыть файл", "", "Data (*.WAV)")
  if check == "":
     return
  self.path = self.path_WAV_file[0].split("/")
  self.path .pop()
  self.path = "/".join(self.path)
  self.file_in_path = os.listdir(self.path)
def save as(self):
  # сохранение файлов обработки
  file, check = QFileDialog.getSaveFileName(None, "Сохранить как", "Нажми сохранить)",)
def change_extrapolation_date(self):
  self.extrapolation_date = self.lineEdit_extrapolation_date.text()
  self.extrapolation_date = self.extrapolation_date.split()[0]
  return self.extrapolation_date
def change_date(self):
   self.date = self.lineEdit date measure.text()
  self.date = self.date.split()[0]
  self.list_find_sediment[0] = self.date
def change_extrapolation(self):
  self.extrapolation_coef = self.check_int(self.lineEdit_extrapolation.text())
  self.lineEdit_extrapolation.setText(str(self.extrapolation_coef))
def change_min_freq(self):
  self.min freq = self.check int(self.lineEdit min freq.text())
  self.lineEdit min freq.setText(str(self.min freq))
def change max freq(self):
  self.max freq = self.check int(self.lineEdit max freq.text())
  self.lineEdit_max_freq.setText(str(self.max_freq))
def change_width(self):
  self.width = self.check_int(self.lineEdit_width.text())
  self.lineEdit_width.setText(str(self.width))
def change_height(self):
   self.height = self.check int(self.lineEdit height.text())
  self.lineEdit_height.setText(str(self.height))
def change_len(self):
  self.len = self.check_int(self.lineEdit_len.text())
```

```
self.lineEdit_len.setText(str(self.len))
  def change_height_fft(self):
     self.height_peaks_fft = self.check_int(self.lineEdit_height_fft.text())
     self.lineEdit_height_fft.setText(str(self.height_peaks_fft))
  def change_len_fft(self):
     self.len peaks fft = self.check int(self.lineEdit len fft.text())
    self.lineEdit_len_fft.setText(str(self.len_peaks_fft))
  def change_find_max_peak(self):
     self.find_max_peak = self.check_int(self.lineEdit_find_max_peak.text())
    self.lineEdit_find_max_peak.setText(str(self.find_max_peak))
# -----
# Рабочие функции расчета
  def cute signal(self, signal, size sig):
    return signal[:size_sig]
  def eval_signal_time(self, signal, fs_rate):
    N = signal.shape[0]
    secs = N / float(fs_rate)
    return N, secs
  def eval_fft(self, signal, N, fs_rate):
    yf = fft(signal)
    xf = fftfreq(N, 1 / fs rate)[:N // 2]
    return xf, vf
  def find max value signal(self, signal):
    peaks_sig, peaks2_sig = find_peaks(signal, width=1, height=self.find_max_peak)
    res = np.array([peaks_sig, peaks2_sig.get("peak_heights")]).astype(int)
    df_sig = pd.DataFrame(res.T, columns=["time", "Уровень сигнала, мВ"])
    df_sig = df_sig.sort_values(by=["time"], ascending=True, ignore_index=True)
    return df_sig
  def cute_signal_on_peaks(self, signal_all):
    peaks_sig_all, peaks2_sig_all = find_peaks(signal_all, width=self.width, height=self.height,
                               distance=self.len)
    all_peaks_signal_all = np.array([peaks_sig_all, peaks2_sig_all.get("peak_heights")]).astype(int)
    return all_peaks_signal_all
  def convert to df(self, res all,fs rate):
    df_sig_all = pd.DataFrame(res_all.T, columns=["time", "Уровень сигнала, мВ"])
    df_sig_all = df_sig_all.sort_values(by=["time"], ascending=True, ignore_index=True)
    return df_sig_all
  def convert_to_mono(self, signal_all):
    signal_all = signal_all.T
    return signal all[0]
  def check int(self, value):
     if value.isdigit():
       return int(value)
     else:
       return 0
if __name__ == "__main__":
  app = QtWidgets.QApplication(sys.argv)
  window = SuslovApp()
  window.show() # Показываем окно
  sys.exit(app.exec_())
```



Приложение Б. Патенты на изобретение



Приложение В. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ



Приложение Г. Копии актов об использовании результатов диссертационного исследования

Утверждаю Проректор по учебной работе ФГБОУ ВО «СамГТУ» д.п.н., профессор Dei О.В. Юсупова OKTASPA 2024 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Суслова Антона Владимировича «Информационно-измерительная система определения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепроводах на основе акустического метода измерений», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, в учебный процесс Самарского государственного технического университета

Комиссия в составе начальника учебного управления к.э.н., доцента Алонцевой Е.А., и.о. директора Института автоматики и информационных технологий д.т.н., доцента Савельева К.В., заведующего кафедрой «Информационно-измерительная техника» к.т.н., доцента Ярославкиной Е.Е., составила настоящий акт о том, что результаты кандидатской диссертации Суслова А. В. внедрены в учебный процесс Самарского государственного технического университета при подготовке бакалавров по направлению 12.03.01 «Приборостроение» профиль «Информационно-измерительная техника и технологии» и магистров по направлению 12.04.01 «Приборостроение».

Результаты научных исследований, проведенных Сусловым А.В., используются при освоении учебных дисциплин «Физические основы получения информации» и «Технологии неразрушающего контроля в нефтегазовой отрасли».

По проблематике измерения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений на бирже проектов СамГТУ создан проектный кейс «Прибор для измерения толщины отложений в трубопроводах».

Методика калибровки информационно-измерительной системы определения толщины отложений использовалась при написании выпускных квалификационных работ студентов кафедры «Информационно-измерительная техника».

Начальник УУ СамГТУ к.э.н., доцент

Accoccc Miz Miz

Е.А. Алонцева

К.В. Савельев

Директор ИАИТ д.т.н., доцент

Зав. кафедрой ИИТ к.т.н., доцент

Е.Е. Ярославкина



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СРЕДНЕВОЛЖСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ» (AO «CBHNNHII»)

Место нахождения: Российская Федерация, Самарская область, город Новокуйбышевск Почтовый адрес: ул. Научная, д. 1, г. Новокуйбышевск, Самарская область, 446200 Телефон: (846–35) 3–59–50, факс: (846–35) 3–59–70, е-mail: sekr®sni.rosneft.ru ОКПО 00151911, ОГРН 1026303117510, ИНН/КПП 6330000352/633001001

УТВЕРЖДАЮ Зам, тенерального директора роизводству ЮО «СвНИИНП» Панкратов М.А. 2025г. Свнинна 3300

АКТ

составлен в том, что в лабораторных условиях института апробирована информационно-измерительная система (ИИС), разработанная Сусловым Антоном Владимировичем в ходе научных исследований на основе экспериментальных данных с применением акустического метода.

Использование акустического метода с новой методикой калибровки ИИС, представленной Сусловым А.В., позволило экспериментально определить толщину слоя отложений АСПО на модельных образцах трубопроводов диаметром 108 мм, 159 мм, 219 мм. Погрешность определения толщины отложений (в диапазоне от 4 до 8 мм) составила не более 10%.

Начальник отдела метрологии и сервиса, к.т.н.

И.Ю. Занозин

Старший научный сотрудник лаборатории коррозии, технологических сред и материалов

Е.С. Вандышева



АКТ

Об использовании результатов исследования Суслова Антона Владимировича о разработке системы измерения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепроводах на основе акустических методов в ООО «Научно-производственный центр «Самара»

Комиссия в составе:

- Юдина П.Е. директора по науке;
- Петрова С.С. начальника аналитического отдела;

провела анализ диссертационной работы Суслова А.В. на предмет внедрения их в ООО «Научно-производственный центр «Самара» (г. Самара) и утвердила следующее заключение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная информационно-измерительная система определения толщины отложений используется на стенде «Моделирование процесса выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб» в ООО «Научно-производственный центр «Самара» для решения следующих задач:

 исследование и прогнозирование толщины отложений на внутренней стенке трубопроводов с использованием комплексного коэффициента взаимосвязи группы параметров собственных колебаний стенки трубопровода от толщины образовывающихся веществ;

- определение оптимального режима работы стенда для моделирования отложений;

 метрологическая оценка информационно-измерительной системы определения отложений с применением разработанной методики калибровки непосредственно под среду измерения.

Директор по науке, к.т.н.

Начальник аналитического отдела, к.ф.-м.н.



Приложение Д. Методика калибровки ИИС ОТО и проведения измерения

толщины АСПО

УТВЕРЖДАЮ: Первый проректор – проректор по научной работе Ненашев М.В. 2000 2024 г. МЛ МЕТОДИКА КАЛИБРОВКИ ИИС ОТО И ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ТОЛЩИНЫ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ М-АСПО1-2024 РАЗРАБОТАЛ: СОГЛАСОВНО: Руководитель НОАП «Политех НК», Специалист НК, III ур. УК уд. № 0034-34323-2023 специалист НК, III ур. УК уд. №0034-19035-2024 Суслов А.В. Козлов М.Ю. Å Взам. инв. Подп. и дата г. Самара Изм. № докум. Подпись Дата 2024 год 1нв. № подл.

Содержание	
1. Область применения	3
2. Обозначения и сокращения	3
3. Общие положения	4
4. Калибровка ИИС ИТО	4
5. Проведение измерений и определение толщины отложений	7
6. Оформление результатов измерений	8
7. Требование безопасности	8

B3aM. IIHB. No							
Подп. и дата							
Инв. № подл.	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	М-АСПО1-2024	Лист 2

1. Область применения

Настоящая методика устанавливает порядок калибровки и проведения измерений с применением ИИС ОТО с целью определения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепроводах, а также прогнозирование образования АСПО во времени.

В соответствии с методикой измерение отложений проводится на нефтепроводах диаметром от 75 до 325 мм, толщиной от 4 до 12 мм.

Диапазон измерения толщин АСПО составляет от 1 до 15 мм, погрешность не превышает 10%. Зона нечувствительности системы составляет 1 мм.

2. Обозначения и сокращения

В методике применены следующие сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ИИС ОТО – информационно-измерительная система определения толщины отложений

ЛСК – локальные свободные колебания

НО – образец объекта контроля для калибровки системы

НП – нефтепровод

B3aM. IIHB.

Подп. и дата

ОК – объект контроля

ЭВМ – электронно-вычислительная машина

*h*_{гр} – толщина отложений при построении градуировочной зависимости

*h*_{пред} – максимально допускаемая толщина отложений на конкретный объект контроля

*h*_i – измеренная толщина отложений

TOLIDI.							
No.		2					Лист
			/ v				
	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	M-ACHO1-2024	3

3. Общие положения

3.1. Для измерения толщины отложений на внутренних стенках НП используется акустический метод свободных колебаний.

3.2. Толщину отложений определяют по экспериментально установленным градуировочным зависимостям параметров колебаний ОК от толщины АСПО. В качестве основных информативных параметров выступают энергия и длительность колебаний. В качестве дополнительных параметров выступают спектральная характеристика и амплитуда колебаний.

3.3. Толщину отложений определяют на участках НП, не имеющих видимых повреждений, зачищенных от поверхностных загрязнений. При наличии изоляции она должна быть удалена в месте проведения измерений протяженностью не менее 300 мм по всему периметру НП.

4. Калибровка ИИС ИТО

4.1. Калибровка ИИС ИТО заключается в получении экспериментальных данных для построения градуировочных зависимостей.

4.2. Для калибровки оборудования используется НО с теми же акустическими характеристиками и АСПО того же физико-химического состава, что и исследуемый НП.

4.3. Градуировочные зависимости устанавливают отдельно по каждому типоразмеру ОК.

4.4. Для измерения толщины отложений градуировочную зависимость устанавливают на основании результатов серий экспериментальных исследований.

4.5. Количество серий экспериментальных исследований при проведении калибровки составляет не менее 5. Первая — на участке НО без отложений и четыре серии на том же участке с кратным увеличением толщины отложений равным $h_{\rm rp}$.

		4.0.	Кра	гность	ша	ra n _{rp}	увеличения	толщины	отложении	при
										Лист
Изм.	Лист	№ д	окум.	Подп.	Дата		M-A	СПО1-2024		4

построении градуировочных зависимостей зависит от максимально допускаемой толщины отложений $h_{пред}$ и определяется требованиями на конкретный ОК. Толщина слоя отложений в последней серии должна превосходить $h_{пред}$ на 2-3 мм.

Например: при проведении измерений на ОК Ø108х6 мм с установленным $h_{\text{пред}} = 8$ мм, следует установить кратность $h_{\text{гр}} = 10/4 = 2,5$ мм, а для ОК Ø159х6 с установленным $h_{\text{пред}} = 10$ мм, следует установить кратность $h_{\text{гр}} = 12/4 = 3,0$ мм.

4.7. Перед построением градуировочной зависимости необходимо обратится к Объектному хранилищу ИИС ОТО для уточнения следующих параметров:

 периода длительности, периода задержки и напряжения возбуждения акустического сигнала;

 наличие уже построенной градуировочной зависимости для исследуемого ОК.

4.8. В случае наличия построенной ранее градуировочной зависимости, допускается ее использование без построения новой, после уточнения имеющейся градуировочной зависимости не менее чем на трех разных толщинах АСПО. Погрешность измерения должна составлять не более 5 %.

4.9. Новую градуировочную зависимость устанавливают по единичным значениям измеренных переменных энергии и длительности колебаний и толщины АСПО. За единичное значение отдельного параметра колебаний принимается среднее значение по серии измерений на участке НО. Количество измерений в каждой серии должно составлять не менее 51. За единичное значение толщины АСПО принимают среднее значение толщины нанесенного на внутреннюю поверхность НО, измеренное штриховой мерой длины с точностью не менее 0,1 мм.

4.10. Каждая отдельная серия измерений сохраняется как отдельный файл. Файл должен содержать в названии диаметр трубопровода, его толщину, а также через пробел толщину отложений АСПО.

	1					Лист
					М-АСПО1-2024	5
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	M / Merior 2021	5

Например: 159х8 0 мм – диаметр трубопровода 159 мм, толщина 8 мм, толщина отложений АСПО 0 мм; 111х7 5 мм – диаметр трубопровода 111 мм, толщина 7 мм, толщина отложений АСПО 5 мм.

4.11. После проведения всех серий измерений на экран ЭВМ будут выведены результаты измерений в виде точек в прямоугольной системе координат. На данном этапе калибровки программное обеспечение ИИС ИТО позволяет выбрать тип функции аппроксимации при построении градуировочных зависимостей. Необходимо выбрать функцию аппроксимации, наиболее полно подходящую под представленные изображения. Погрешность функции аппроксимации не должна превышать 10 %.

4.12. Поверка и корректировка установленной градуировочной зависимости с учетом дополнительно получаемых результатов испытаний должны проводиться не реже одного раза в год. Число серий при проведении корректировки, должно быть не менее пяти.

4.13. После построения, уточнения и корректировки градуировочной зависимости она должна быть внесена в Объектное хранилище с привязкой следующей информации:

 периода длительности, периода задержки и напряжения возбуждения акустического сигнала, заданные при построении градуировочной зависимости;

- диаметр, толщина и марка стали HO;

Å

B3aM. IIHB.

Подп. и дата

 сооружение или месторождение, на котором находится исследуемый НП;

- плотность АСПО (при наличии данной информации).

4.14. Не допускается использовать ориентировочные значения параметров для оценки толщины АСПО.

4.15. При использовании ИИС ИТО операции с органами управления осуществляются в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

0Ľ							
No							Лист
Ħ		М АСПО1 2024	M ACTIO1 2024				
Ин	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	M-ACH01-2024	6

5. Проведение измерений и определение толщины отложений

5.1. С целью определения временного интервала проведения измерений толщины АСПО перед проведением измерений необходимо собрать информацию о порядке и сроках проведения межочистных мероприятий на исследуемом ОК. Временной интервал необходимо согласовать с заказчиком работ.

5.2. Количество участков (мест установки датчиков) НП для проведения измерений толщины отложений определяется конкретным НП и зависит от задач контроля, вида исследуемого сооружения, а также от условий эксплуатации.

5.3. Количество датчиков на одном участке определяется с учетом факторов, указанных в п.5.1 и составляет от 1 до 2. В случае применения 1 датчика предпочтительным местом расположения будет нижняя образующая НП, в случае применения 2 датчиков один располагается на верхней образующей, второй на нижней образующей трубопровода.

5.4. Место расположения датчика должно не иметь видимых повреждений, очищено от поверхностных загрязнений, а также от изоляции протяженностью 300 мм по всем периметру.

5.5. ОК и измеряемое АСПО не должны отличаться от образцов, по которым установлены градуировочные таблицы, более чем на 25%.

5.6. После установки датчиков необходимо задать период длительности, период задержки и напряжения возбуждения акустического сигнала, используемые при калибровке, временной интервал проведения измерений. После чего необходимо задать согласованный с заказчиком параметр *h*_{пред}.

5.7. С целью исключения случайной погрешности устанавливается серия измерений. Количество измерений в серии – не менее 51.

5.8. По результатам измерений рассчитываются средние значения энергии и длительность колебаний. Определение толщины АСПО происходит по установленным при проведении калибровки градуировочным зависимостям по каждому отдельному параметру: по энергии и длительности.

						Лист
					M ACHO1 2024	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	M-ACHO1-2024	7

5.9. Измеренная толщина $h_{\text{изм}}$ отложений рассчитывается как среднее арифметическое между двумя параметрами, рассчитанными по п.5.8.

5.10. Измеренная толщина отложений выводится на экран ЭВМ. В случае превышения $h_{\text{изм}}$ установленного параметра $h_{\text{пред}}$ произойдет немедленное оповещение.

5.11. При наличии не менее 5 результатов контроля данные подвергаются экстраполяции для составления прогноза отложений во времени. Результаты экстраполяции выводятся в отдельном окне на экране ЭВМ. В случае превышения $h_{\text{пзм}}$ установленного параметра $h_{\text{пред}}$ произойдет немедленное оповещение.

6. Оформление результатов измерений

6.1. Результаты испытаний оформляют в виде Акта.

6.2. В Акте необходимо указать:

- данные о ТО с указанием диаметра, толщины, марки стали и даты проведения измерений;

 данные о числе участков определения толщины отложений с указанием их размещения;

измеренную толщину отложений;

- прогноз формирования толщины отложений при наличии соответствующих данных.

7. Требование безопасности

B3aM. IIHB.

Подп. и дата

7.1. При проведении работ специалист должен руководствоваться ГОСТ 12.1.001-89, ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.3.002-75, СНиП 12-03-99, СНиП 12-04-2002.

7.2. Уровень шума, создаваемый на рабочем месте не должен превышать норм, допустимых по ГОСТ 12.1.003-83.

подл.	11	ревы	шать норм	і, допу		SX 1101 OCT 12.1.003-03.	
. No		2					Лист
Ħ						M ACHO1 2024	
И	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	M-ACH01-2024	8

7.3. При организации работ по контролю должны соблюдаться требования пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91.

7.4. Перед допуском к проведению контроля лица, участвующие в его выполнении, проходят инструктаж по безопасным приемам выполнения работ с регистрацией в журнале по установленной форме. Инструктаж должен производиться периодически в сроки, установленные приказом по организации (предприятию).

7.5. Запрещается работа на неустойчивых конструкциях и в местах, где возможно повреждение проводки электропитания оборудования.

7.6. Подключение оборудования к сети переменного тока осуществляют через розетки, оборудованные защитным контактом в специально оборудованных постах. При отсутствии на рабочем месте стационарных розеток подключение оборудования к электрической сети проводит электротехнический персонал с соответствующей группой допуска по электробезопасности. Требования к подключению оборудования должны соответствовать Правилам устройства электроустановок.

7.7. Ответственность за соблюдение правил безопасности персоналом при проведении контроля возлагается на руководителя лаборатории (группы) неразрушающего контроля.

1.00								
1.12	B3aM. IIHB. №							
	Подп. и дата							
ŀ	пдл.			1				
	B. No	-						Лист
	MHB	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	М-АСПО1-2024	9