ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Крехова Анастасия Владимировна

МЕТОД АКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
Батрак Андрей Петрович

Красноярск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение…… 4

ГЛАВА 1. Современное состояние вопроса контроля и диагностики силовых трансформаторов…… 7

1.1. Существующая система контроля и диагностики силовых трансформаторов……..…… 7

1.2. Стратегии ремонта и технического обслуживания силовых трансформаторов……. 10

1.3. Трансформаторное масло как диагностическая среда для контроля качества силовых трансформаторов…….. 19

1.4. Качественные характеристики трансформаторного масла и методы по их определению…….. 22

1.5. Методы контроля влияния влаги и содержания целлюлозы на качество трансформаторного масла……... 31

1.6. Акустические свойства жидкостей……. 40

1.7. Выводы по первой главе…….. 49

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА……... 50

2.1. Обоснование выбора объекта исследования……. 50

2.2. Средства испытания и контроля……. 55

2.3. Методика исследования влияния увлажненности и целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла……... 62

2.4. Методика обработки полученных данных……..... 66

2.5. Выводы по второй главе…….. 77

ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ТРАСФОРМАТОРНОГО МАСЛА……... 78

3.1. Определение значимости влияния примесей на акустический спектр трансформаторного масла……... 78

3.2. Установление зависимости влияния увлажненности на акустический спектр трансформаторного масла…….. 83

3.3. Установление зависимости влияния содержания целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла…….. 97

3.4. Выводы по третьей главе……..... 110

ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПРЕДЛОЖЕННОГО МЕТОДА…… 111

4.1. Обоснование коэффициента демпфирования средой в качестве критерия работоспособности трансформаторного масла……... 111

4.2. Применение предложенного метода…….. 118

4.3. Выводы по четвертой главе……..... 119

Заключение……..…….. 120

Список литературы……...……. 121

Приложение 1. Акт внедрения в учебный процесс Политехнического института» ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» результатов диссертационной работы Креховой А.В. на тему «Метод акустического контроля эксплуатационных показателей качества трансформаторных масел»…… 132

Приложение 2. Акт внедрения результатов научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ…….. 133

Приложение 3. Методика определения массовой доли влаги и целлюлозы в трансформаторных маслах акустическим методом……..... 134

.

ВВЕДЕНИЕ

Силовые трансформаторы являются наиболее дорогими и важными составляющими любой энергетической системы. На сегодняшний день в России около 70 % всего фонда выработали свой ресурс. Опыт эксплуатации показывает, что примерно 70–80 % всех отказов связаны не с выработкой ресурса, а с образованием и развитием дефектов внутри трансформатора, поэтому остро стоит вопрос их диагностики [1; 2].

Современная система сосредоточена в основном на проведении контроля при вводе трансформатора в эксплуатацию и его капительном ремонте, что не может в полной мере гарантировать надежность работы и безопасность их эксплуатации.

Трансформаторное масло обеспечивает работоспособность всей системы. Как диагностическая среда оно позволяет выявить до 70 % возможных дефектов трансформатора, связанных со старением изоляции. Таким образом, актуальными являются вопросы его качества, контроля технического состояния и диагностики как показателя технического состояния трансформатора [1].

Научная идея заключается в разработке нового метода акустического контроля эксплуатационных показателей качества трансформаторных масел по параметрам увлажненности и содержанию целлюлозы.

Объект исследования – трансформаторное масло как эксплуатационный показатель качества силового трансформатора.

Предмет исследования – оценка влияния примесей (увлажненности и содержания целлюлозы) на акустический спектр трансформаторного масла.

Степень разработанности темы. Способы контроля трансформаторного масла изложены в работах В.В. Бузаева, И. В.Давиденко, Т.М. Чупак и др. Однако описанные методы требуют высокой трудозатратности, требуют специального оборудования, реагентов и помещений, а также высокой квалификации персонала, что делает актуальным разработку и применение новых методов контроля и диагностики трансформаторного масла.

Цель диссертационной работы – повысить надежность работы и безопасность эксплуатации силовых трансформаторов на основе контроля

эксплуатационных показателей качества трансформаторных масел.

Задачи исследования:

1. Разработать метод акустического контроля эксплуатационных показателей качества трансформаторного масла;

2. Исследовать влияние примесей (увлажненности и содержания целлюлозы) на акустический спектр трансформаторного масла;

3. Установить зависимости между концентрацией примесей (увлажненностью и содержанием целлюлозы) и спектральной полосой звуковой мощности;

4. Обосновать критерий работоспособности трансформаторного масла и разработать практические рекомендации по применению предложенного метода для повышения надежности работы и безопасности эксплуатации силовых трансформаторов.

Методы исследования. При решении поставленных задач использовались методы непосредственного наблюдения звуковой мощности акустического спектра при изменении массовой доли примесей, методы теории и планирования экспериментов по выявлению влияния примесей на качество масел.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций, полученных автором, доказана теоретически и экспериментально, аргументированы научные положения. Результаты работы и выводы подтверждены статистическими методами обработки результатов наблюдений. Для исследования разработана экспериментальная установка, позволяющая измерять величины акустического спектра масла.

На защиту выносятся:

1. Метод акустического контроля эксплуатационных показателей качества трансформаторного масла;

2. Результаты исследования влияния примесей (увлажненности и содержания целлюлозы) на акустический спектр трансформаторного масла;

3. Значимые зависимости между концентрацией примесей (увлажненностью и содержанием целлюлозы) и спектральной полосой звуковой мощности;

4. Критерий работоспособности трансформаторного масла.

Научная новизна работы:

1. Разработан метод акустического контроля показателей качества

трансформаторного масла.

2. Получены результаты исследования влияния примесей (увлажненности и содержания целлюлозы) на акустический спектр трансформаторного масла.

3. Установлены значимые зависимости между концентрацией примесей (увлажненностью и содержанием целлюлозы) и спектральной полосой звуковой мощности.

4. Обоснован критерий работоспособности трансформаторного масла.

Практическая значимость работы. Предложенный акустический метод может быть использован для контроля эксплуатационных показателей трансформаторного масла, для классификации масел по показателю гигроскопичности, для нефтеподготовки по степени увлажненности.

Реализация результатов работы. Результаты исследования использованы в учебном процессе кафедры «Стандартизация, метрология и управление качества» Политехнического института СФУ, внедрены в деятельность АО «КрасЭКо», что подтверждено соответствующими актами внедрения (приложения 1 и 2).

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на: XIII Международной молодежной научной конференции «Интеллект и наука», 16–18 апреля 2013 г.; XIV Всероссийской научной конференции с международным участием «Интеллект и наука», 16–18 апреля 2014 г.; V Международной молодежной научной конференции «Молодежь и XXI век», 26–27 февраля 2015 г.; Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Проспект Свободный – 2016», 15–25 апреля 2016 г.; XVIII Всероссийском симпозиуме с международным участием «Сложные системы в экстремальных условиях», 8–14 августа 2016 г.; Международной научно-технической конференции «Завалишинские чтения – 2017», 10–14 апреля 2017 г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 13 научных работ, в том числе две работы в изданиях, входящих в перечень ВАК, одна – в базе SCOPUS.

Личный вклад автора заключается в постановке, планировании и непосредственном проведении экспериментов, обобщении полученных результатов, подготовке научных статей.

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1.1. Существующая система контроля и диагностики силовых трансформаторов

Высоковольтные силовые трансформаторы являются важными составляющими в энергетических системах. Однако, вероятность поломок, которые могут повлиять на стабильность поставки энергии, увеличивается с увеличением срока эксплуатации трансформаторов.

По разным статистическим данным большинство эксплуатируемых в настоящее время силовых трансформаторов были установлены еще в 60–70 гг. прошлого века. Они достигли максимального срока эксплуатации в 30 лет, а то и больше. Профессор Kurtz [3] установил, что техническое состояние трансформатора резко ухудшается при достижении срока эксплуатации в 35–40 лет (рисунок 1.1).

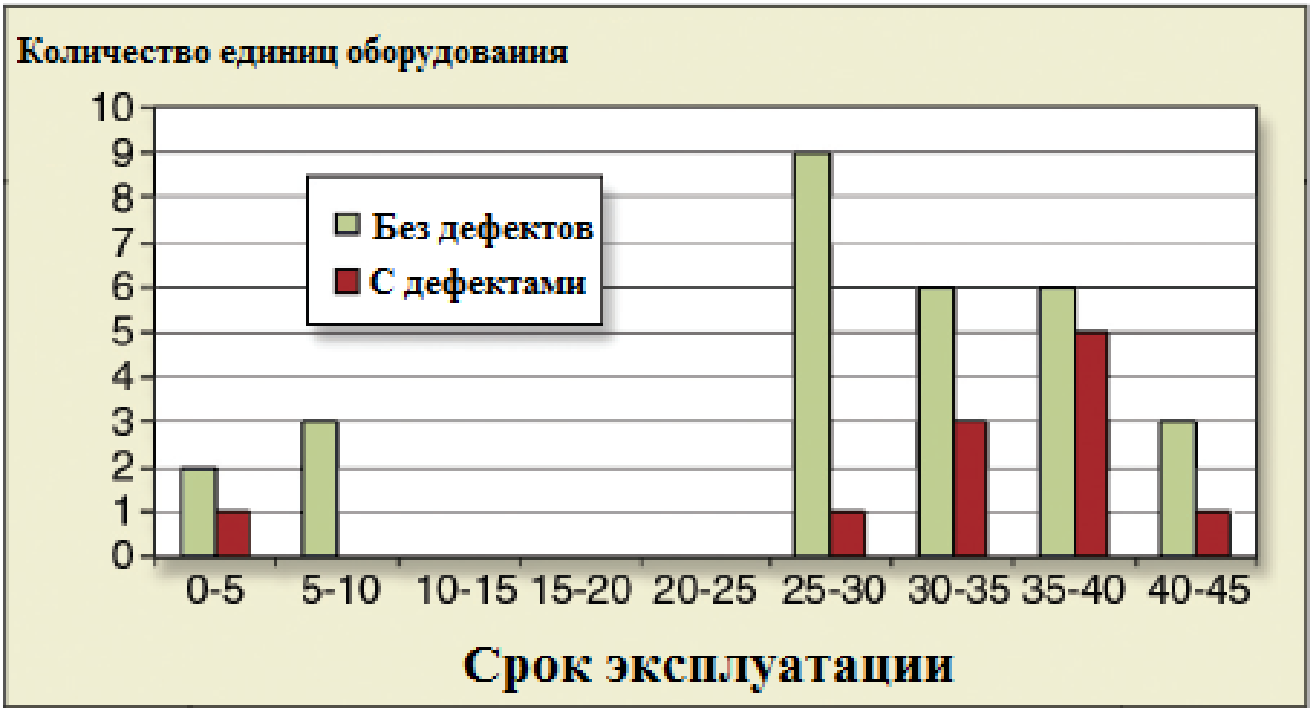


Рис. 1.1 – Статические данные состояния трансформатора [3]

Профессор Metwally [4] установил, что при достижении трансформатором 50-летнего срока эксплуатации в нем происходят 50 % всех поломок, 60-летнего срока – 90 %, 70-летнего срока – 100 % (рисунок 1.2) [4; 5].

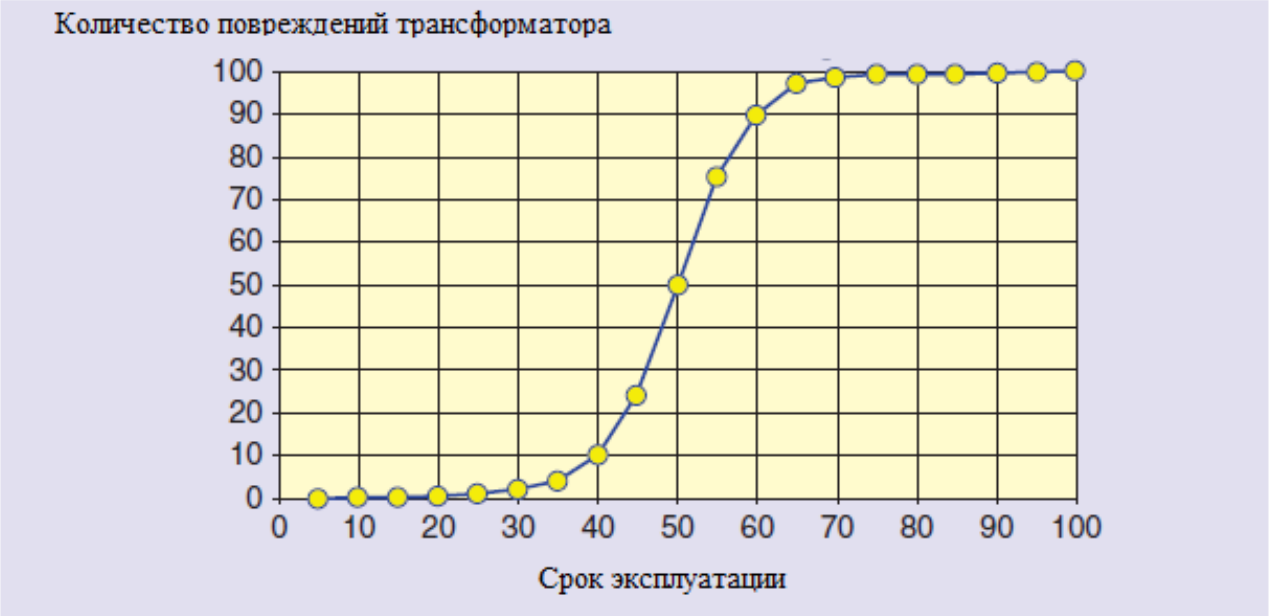


Рис. 1.2 – Частота повреждений трансформатора как функция от срока эксплуатации [4; 5]

В силу того, что силовые трансформаторы являются еще и одними из наиболее дорогостоящих элементов системы, обновление не превышает 3–5 % в год. Очевидно, что замена такого количества оборудования с исчерпанным ресурсом эксплуатации на новое в короткие сроки экономически и технически невыполнимая задача [6]. Сегодня фокус в работе силового оборудования изменился и направлен на поиск новых подходов/способов мониторинга, диагностики, оценки состояния, ремонта, оценки работы и возможности продления срока эксплуатации таких установок [5].

Существующая система контроля и диагностики регламентируется РД 34.45-51.300–97 [7], где приняты следующие условные обозначения категорий контроля: П, К. М, Т. Требования, установленные к испытаниям силовых трансформаторов, сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень испытаний силовых трансформаторов [1; 7]

№	Перечень испытаний	Категория контроля
1	Определение условий включения трансформаторов	П
2	Хроматографический анализ газов, растворенных в масле	П, К, М
3	Оценка влажности твердой изоляции	П, К, М
4	Измерение сопротивления изоляции:	
4.1	обмоток	П, К, Т, М
4.2	доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода	П, К
5	Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток	П, К, Т, М
6	Оценка состояния бумажной изоляции обмоток:	
6.1	оценка по наличию фурановых соединений в масле	М
6.2	оценка по степени полимеризации	К
7	Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц:	
7.1	обмоток вместе с вводами	П, К
7.2	доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода	П, К
7.3	цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе	П, К
8	Измерение сопротивления обмоток постоянному току	П, К
9	Проверка коэффициента трансформации	П, К
10	Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов	П, К
11	Измерение потерь холостого хода	П, К
12	Измерение сопротивления короткого замыкания ($Z_к$) трансформатора	П, К
13	Оценка состояния переключающих устройств:	
13.1	с ПБВ (переключение без возбуждения)	К
13.2	с РПН (регулирование под нагрузкой)	П, К
14	Испытание бака на плотность	П, К
15	Проверка устройств охлаждения	П, К, Т
16	Проверка предохранительных устройств	П, К
17	Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле	П, К
18	Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха	П, К
19	Тепловизионный контроль состояния трансформаторов производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше	
20	Испытание трансформаторного масла:	

Окончание таблицы 1.1

№	Перечень испытаний	Категория контроля
20.1	остатков масла в баке трансформаторов, поставляемых без масла	П
20.2	масла в процессе хранения трансформаторов	П
20.3	масла перед вводом трансформаторов в эксплуатацию	П, К
20.4	масла в процессе эксплуатации трансформаторов	М
21	Испытание трансформаторов включением на номинальное напряжение	П
22	Испытание вводов	П
П - при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии; К - при капитальном ремонте на энергопредприятии; С - при среднем ремонте; Т - при текущем ремонте электрооборудования; М - между ремонтами.		

Исходя из таблицы 1, можно сделать вывод о том, что существующая система контроля и технического обслуживания силовых трансформаторов сосредоточена на проведении контроля силового трансформатора при его вводе в эксплуатацию и при его капительном ремонте. Это говорит о том, что в таких условиях не может в полной мере гарантироваться надежность работы и безопасность эксплуатации силовых трансформаторов.

1.2. Стратегии ремонта и технического обслуживания силовых трансформаторов

Всего известны четыре основные стратегии технического обслуживания, диагностики и ремонта техники:

- по техническому состоянию;
- основанное на оценке надежности и риска;
- корректирующее;
- регламентное.

На рисунке 1.3 показаны типы планов (стратегий) технического обслуживания и ремонта оборудования, а также их описание [8; 9].



Рис. 1.3 – Классификация стратегий технического обслуживания оборудования [8; 9]

Корректирующее техническое облуживание (corrective maintenance) выполняется после поломки. Зная последствия поломок, которые в некоторых случаях могут быть фатальными, коммунальные службы используют этот тип для определения только несерьезных дефектов, которые не будут иметь катастрофических последствий, например, поломки периферийных устройств [3]. Повреждения периферии составляют только 5 % от общей статистики, в то время как активная часть трансформатора (обмотки), устройство переключения отводов под нагрузкой и вводы должны находиться под особым контролем ввиду того, что поломки этих компонентов составляют 84 % от всех поломок трансформатора [4].

Корректирующее техническое обслуживание экономит трудозатраты, защищает систему от ненужных отключений, приводит к тому, что ремонт производится только тогда, когда он действительно необходим, а также сокращает количество проверок.

К недостаткам можно отнести то, что оно может быть достаточно дорогим, особенно в случаях, когда поломка является неремонтопригодной и не была определена на ранней стадии, или ремонтопригодной, но требуются дорогие запасные части; некоторые поломки вызывают полное отключение системы, что

порождает дополнительные затраты, которые в некоторых случаях превышают стоимость регулярных проверок [5].

В основе программ под общим названием «Техническое облуживание, основанное на оценке надежности и риска» (reliability centered maintenance), лежат регулярные проверки состояния оборудования, поэтому жесткие ремонтные схемы не применяются. Нужно учитывать, что данный тип технического обслуживания не является однозначно сформированной концепцией, различно описанной в нескольких работах [10–12]. Этот тип основан не только на мониторинге состояния, но и на изучении групп поломок, анализе последствий отказов, а также эксплуатационных нужд и приоритетов [13].

Цель такого технического обслуживания – оптимизация плана, на основе анализа риска. Handley и др. [14], а также Thei [15] определили главные условия для выполнения такого технического обслуживания. Они классифицировали поломки в соответствии с их последствиями и определили вероятность этих поломок. Исходя из этого, индекс риска может быть получен по формуле

$$Риск = Вероятность\ поломки \cdot Индекс\ последствия. \qquad (1.1)$$

Индекс последствий каждой модели поломки может быть определен, исходя из статистического анализа поломок или получен опытным путем. Собранные данные используются для подготовки модели поломки в вероятностном виде.

В своих исследованиях Beehler и др. [16], а также Costa и др. [17] определили, что степень риска каждой поломки должна быть установлена для принятия оптимальных действий по техническому обслуживанию и ремонту. Liu и др. [18], Siqueira и др. [19] утверждали, что поломки, имеющие низкий индекс риска, могут быть выявлены и устранены менее затратными методами, например, корректирующими. А поломки, имеющие высокий индекс риска, необходимо устранять с помощью применения предупреждающего технического обслуживания, основанного на оценке состояния, или регламентного.

Например, такая программа была использована в Consolidated Edison Company (Нью-Йорк) [10] и включала следующие процедуры:

– идентификация системы с составлением перечня наиболее ответственных компонентов и их функций;

– формирование моделей поломок и анализ последствий отказа для каждого выделенного компонента, сбор статистических данных о поломке и подсчет среднего времени между случаями поломок;

– классификация последствий поломок, используя подходящие схемы последовательности процесса, и определение возможных задач по техническому обслуживанию и ремонту;

– утверждение плана технического обслуживания и ремонта;

– оценка работы программы, включая стоимостной анализ.

Jardine [20] определил, что постоянные проверки, проводимые с целью предупреждения поломок в 11-киловольтных трансформаторах, уменьшились на 50 % после внедрения данного вида технического обслуживания. Кроме того, общие затраты на ремонт и техническое обслуживание снизились на 30–40 %. Однако для успешного плана, основанного на оценке риска, требуются данные от множества эксплуатируемых трансформаторов касательно их поломок и последствий этих поломок. Также требуется опытный персонал для определения последствий поломок на систему и совокупности последствий, которые могут быть учтены при расчете риска [21].

Целью предупреждающего технического обслуживания (preventive maintenance) является предотвращение поломок трансформатора и обеспечение долгого срока эксплуатации. Такая цель может быть достигнута путем регулярного отключения оборудования для выполнения регламентного технического обслуживания (time based maintenance) или через применение системы мониторинга состояния при обслуживании по техническому состоянию (condition based maintenance).

Регламентное техническое обслуживание сосредоточено на проверке и ремонте трансформаторов через равные промежутки времени в соответствии с календарным планом.

Setayeshmehr и др. [22], а также Wilhelmsson и др. [23] установили, что такое

обслуживание предотвращает многие поломки, но приводит к ненужным простоям, излишним трудовым, временным и денежным затратам, если интервал проверок слишком мал. И в то же время, если интервал проверок слишком большой, могут произойти непредвиденные случаи поломок.

Основными достоинствами предупреждающего технического обслуживания является то, что можно определить поломки, если уменьшить интервал проверок, при этом увеличить срок эксплуатации трансформатора благодаря регулярному проведению проверок и ремонта [21].

В силу этого применение данного типа обслуживания требует больших затрат на излишние, но регулярные проверки, и большого количества персонала для их проведения. Несмотря на это именно эта стратегия применяется чаще всего.

Обслуживание по техническому состоянию предполагает проведение ремонта после выявления системой мониторинга состояния зарождающегося повреждения. Так, если не выявить поломку на ранней стадии, то она может стать фатальной. Следовательно, данный метод в принципе позволяет снизить риск фатальной поломки.

Обслуживание по состоянию может выполняться:

– непрерывно;

– по календарю;

– по запросу системы мониторинга состояния.

Такой вид технического состояния зависит от мониторинга частей трансформатора и диагностики зарождающихся поломок. Когда обнаруживается зарождающее повреждение, деятельность должна быть направлена на то, чтобы избежать фатальной поломки оборудования, поэтому ремонт проводится только, когда действительно необходим. К тому же применение такого типа обслуживания позволяет сократить количество проверок и трудозатрат для их проведения, уменьшить количество ненужных отключений оборудования и обеспечить низкую вероятность возникновения фатальной поломки [21].

Мониторинг состояния имеет множество преимуществ. Существуют и препятствия при внедрении такой системы:

– необходимость в устройствах быстрой передачи и управления в режиме реального времени;

– увеличение сложности системы контроля и передачи информации;

– необходимость высококвалифицированного персонала для создания системы мониторинга, выбора характеристик, пригодных для мониторинга, и соответствующей частоты сбора данных;

- высокая стоимость [21].

Malewski с соавторами [24] просчитали соотношение стоимости проведения модернизации и стоимость системы оценки состояния для среднего трансформатора с параметрами 25 MVA, 115/15 kV после 30 лет эксплуатации.

Из рисунка 1.4 следует, что стоимость элементов и трудовых затрат при проведении модернизации составляет 23 % от стоимости нового трансформатора. В то время как стоимость внедрения системы мониторинга – только 1%.

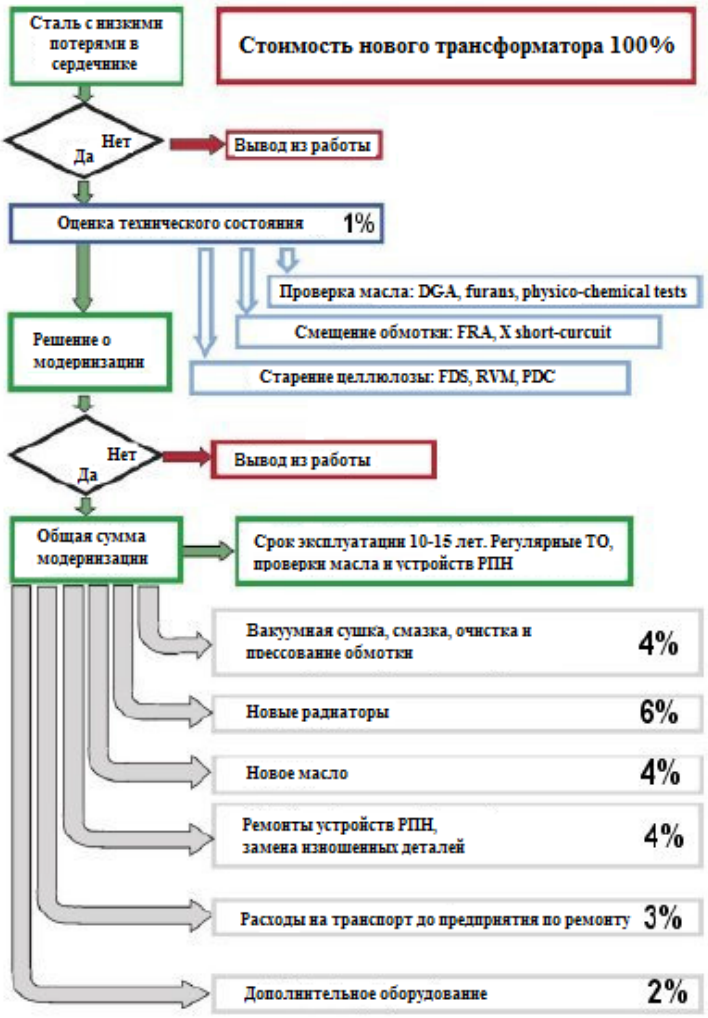


Рис. 1.4 – Соотношение стоимости модернизации и системы оценки трансформатора [24]

Более подробный расчет выгоды от внедрения системы мониторинга можно получить при помощи стоимостного анализа, являющегося многокритериальным процессом со множеством индивидуальных параметров, которые сложно оценить. Tenbohlen и др. [25] рассмотрели общий подход, в котором экономическая выгода от внедрения системы мониторинга представляется как выгода:

– от предотвращения поломки и простоя оборудования;

– предотвращения сопутствующих убытков;

– замены регламентного технического обслуживания на техническое обслуживания по состоянию;

– увеличения перегрузочной способности;

– исключения вложений инвестиций.

Ниже каждый тип выгод будет рассмотрен подробнее.

1. Первый тип выгод включает выгоды, получаемые за счет предотвращения поломок трансформатора и его простоев.

Общая вероятность обнаружения зарождающегося повреждения с помощью комплексной системы мониторинга может быть получена по формуле

$$p_{tot} = f \cdot (r_n \cdot d_n) \qquad (1.2)$$

где f – частота возникновения поломки;

r_n – риск поломки отдельной взятой части трансформатора;

d_n – частота обнаружения поломок в этой части трансформатора.

Здесь были рассмотрены активная часть, вводы, устройство переключения отводов под нагрузкой и система охлаждения как наиболее ответственные части трансформатора.

Для нахождения экономии, получаемой от предотвращения поломки, определенное значение общей вероятности должно быть умножено на затраты от поломки. Тогда экономия составит

$$S = p_{tot} \cdot стоимость\ поломки \qquad (1.3)$$

где p_{tot} – общая вероятность обнаружения зарождающегося повреждения с

помощью комплексной системы мониторинга, полученная по формуле (1.2);

стоимость поломки принимается как половина стоимости нового трансформатора.

Используя данные, полученные в Бразилии, было определено, что, используя данный метод, в течение 10 лет может быть сэкономлено 5,8% от стоимости нового трансформатора.

Стоимость внедрения комплексной системы мониторинга составляет от 1 до 7,4 % от стоимости проверяемого трансформатора. Затраты сильно зависят от установки датчиков и необходимости выполнения определенных функций. Но уже очевидно, что экономия превышает затраты, хотя в расчет принимались только выгоды от предотвращения повреждений. Учитывая сопутствующие убытки и прямые выгоды, экономия будет еще больше.

2. Сопутствующие убытки от поломки трансформатора могут образоваться по нескольким причинам:

– прямые убытки, вызванные основной поломкой (например, дополнительное разрушение оборудования или травмы персонала);

– непрямые убытки, вызванные потерями энергоснабжения (например, разрушения из-за простоя в работе химического завода);

– потеря производственной мощности станции;

– санкции за недопоставку электрической энергии.

Общая стоимость сопутствующих убытков не может быть точно определена, так как они в значительной степени зависят от технического и экономического состояния отдельно взятого трансформатора и коммунальной системы в целом. Авторы определили, что в Бразилии пятичасовой нерегламентированный простой недавно установленного трансформатора приводит к потере стоимости за 750 часов подачи энергии.

3. Мониторинг состояния в режиме реального времени используется непрерывно во время работы трансформатора, что крайне удобно, особенного касательно силовых трансформаторов. Прямые выгоды от внедрения такой системы включают в себя уменьшение затрат ввиду уменьшения частоты проверок

и сокращения активных вмешательств (например, ремонта) в работу оборудования.

4. Финансовая выгода получается не только за счет прямых затрат, но и экономии вследствие отсутствия необходимости покупки нового трансформатора.

5. Надежная информация о состоянии трансформатора и риске поломок позволяет отсрочить утилизацию трансформатора. В этом случае риск внезапного выхода из строя минимальный, что особенно важно для ответственных трансформаторов. Выгода от продления срока эксплуатации на 3 года и, следовательно, от отсрочки покупки нового трансформатора, может быть подсчитана как 5 % ежегодно. Таким образом, 15 % от стоимости нового трансформатора может быть сэкономлено при продлении его срока эксплуатации [25].

Реализацию стратегии по техническому обслуживанию обеспечивают методы и средства технической диагностики, мониторинга и прогноза технического состояния электрооборудования.

В настоящее время в эксплуатации находятся различные системы мониторинга, отличающиеся по своему исполнению, назначению, стоимости. Их можно разделить на три основные группы:

– системы технологического и эксплуатационного мониторинга, то есть системы диспетчерского и местного управления режимами работы энергетического оборудования, целью таких систем является реализация технологического назначения оборудования;

– системы автоматической защиты и блокировки – системы аварийного отключения и защиты, предназначенные для снижения ущерба от аварийных режимов работы;

– системы диагностического мониторинга, целью которых является предотвращение возможности возникновения аварийных режимов [1].

Первые две из перечисленных систем предназначены для локализации или устранения аварийных режимов путём отключения проблемных элементов энергосистемы. Следовательно, эти методы не позволяют избежать не планового отключения потребителя. Системы диагностического мониторинга такого

недостатка лишены и являются перспективными, так как позволяют оценить изменение состояния оборудования. Посредством их использования решается задача эффективного управления эксплуатацией и ремонтом.

Одним из перспективных методов системы диагностического мониторинга является оценка технического состояния трансформатора по состоянию изоляции.

1.3. Трансформаторное масло как диагностическая среда для контроля качества силовых трансформаторов

В существующей системе контроля и диагностики трансформаторов (см. таблицу 1.1) испытания трансформаторного масла составляют лишь малую часть от общего числа проводимых для трансформаторов испытаний. Хотя согласно статистическим данным процент технологических нарушений, обусловленных ухудшением свойств трансформаторных масел, составляет порядка 20 % от всех технологических нарушений: выделение газов в масло – 9,02 %; старение масла – 7,47 %; загрязнение масла – 2,18 %; окисление масла – 0,62 % [1].

В процессе эксплуатации трансформатора именно изоляция подвергается наибольшим изменениям, так как большинство частей трансформатора находится внутри главного резервуара в том числе его наиболее дефектоносные элементы (рисунок 1.5) [1].

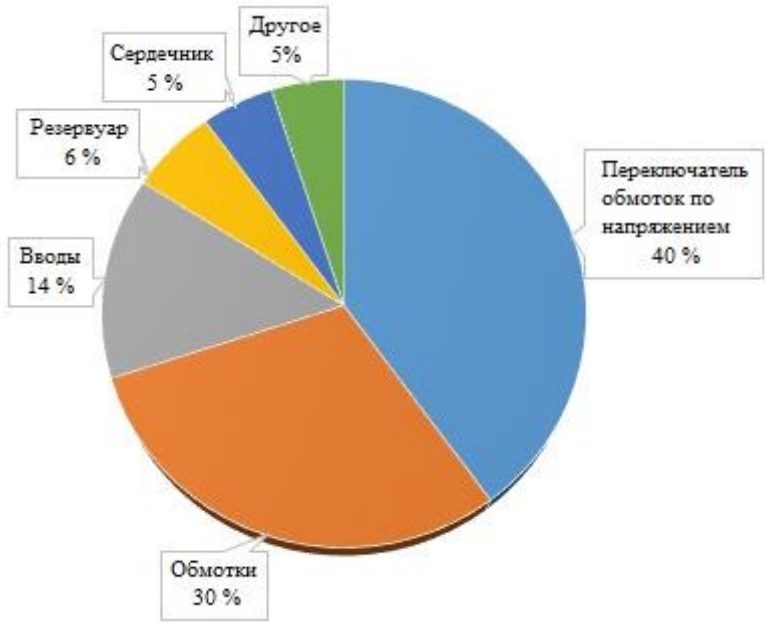


Рис. 1.5 – Наиболее дефектоносные элементы силовых трансформаторов, % [1]

Таким образом использование трансформаторного масла в качестве диагностической среды можно считать наиболее простым и при этом эффективным методом диагностики технического состояния трансформатора [26].

Старение трансформатора оказывает неблагоприятное воздействие на систему в общем и может быть одной из наиболее серьезных причин выхода оборудования из строя, особенно для силовых трансформаторов высокой мощности. Именно изоляционные материалы претерпевают наибольшие изменения в процессе эксплуатации [1; 5].

На рисунке 1.6 показано, как электрические, температурные, механические факторы и факторы окружающей среды вызывают механизмы старения, способные привести к поломке трансформатора [1; 5].



Рис. 1.6 – Старение изоляции трансформатора

Температурное старение включает процессы химических и физических изменений, как следствие, вызывает ухудшение химических реакций, полимеризацию, деполимеризацию, диффузию и др. На скорость температурного старения влияет температура при эксплуатации.

Электрическое старение включает процессы появления частичных разрядов, электролиза, увеличения температуры ввиду высоких диэлектрических потерь.

Механическое старение является результатом воздействия совокупности повторяющихся механических напряжений и значительных неповторяющихся напряжений. Они вызывают усталость составляющих изоляции ввиду:

– большого количества циклов из небольших напряжений;

– термомеханических эффектов, вызванных увеличением и/или уменьшением температуры;

– деформации изоляции или протекания под воздействием электрических, термических или механических напряжений, и др.

Факторы окружающей среды различными способами влияют на скорость и степень ухудшения характеристик системы изоляции трансформатора, способствуя увеличению уже существующих напряжений в трансформаторе. Особенно примечательно перераспределение напряжений от влияния пыли и других загрязнений на электрические характеристики [1; 5; 27].

Пример возможных механизмов старения изоляции как функции от времени приведен на рисунке 1.7 [1].

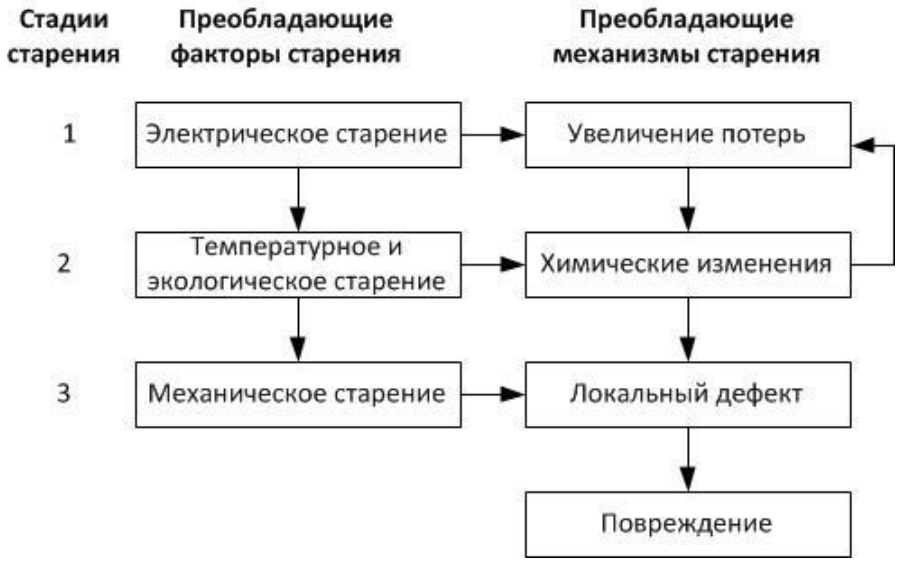


Рис. 1.7 – Возможные механизмы старения изоляции как функции от времени [1]

К сожалению, в настоящее время метод оценки состояния трансформатора по состоянию изолирующей среды представляет собой разрозненные методы контроля, зависящие в немалой степени от человека, так как довольно сложно оценить влияние того или иного фактора на общее состояние энергооборудования.

Это не позволяет включить данный метод в целевую диагностическую модель объекта.

1.4. Качественные характеристики трансформаторного масла и методы их определения

Трансформаторное масло обладает рядом стандартных характеристик, определяющих его качество. Они приведены в таблице 1.2 с указанием документации, регламентирующей методы их определения в странах – лидерах производителей трансформаторных масел: России, США и Германии [28].

Таблица 1.2 – Качественные характеристики трансформаторных масел

№	РФ (ГОСТы)	США (стандарты ASTM)	Германия (стандарты DIN и ISO)
1	Вязкость кинематическая при 50 °С (20 °С; –30 °С) (ГОСТ 33–2000)	Вязкость кинематическая при 40°С (ASTM D445–11a)	Вязкость при 20 °С (15 °С; –30°С; 40 °С) (DIN 51562–3–1985)
2	Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле (ГОСТ 6356–75)	Температура вспышки, определяемая в открытом тигле (ASTM D92–18)	Температура вспышки, определяемая в открытом тигле (ISO 2592:2000)
3	Температура застывания (ГОСТ 20287–91)	Температура текучести/ температура застывания (ASTM D97-17b)	Температура текучести/ температура застывания (ISO 3016:2019)
4	Тангенс угла диэлектрических потерь при 70 °С (90 °С) (ГОСТ 6581–75)	Коэффициент рассеяния (тангенс угла потерь) и коэффициент мощности (синус угла потерь) (ASTM D924-08)	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С и 50 Гц (DIN 57370–1:1978–12)
5	Стабильность против окисления: масса летучих низкомолекулярных кислот; массовая доля осадка; кислотное число окисленного масла (ГОСТ 981–75)	Антиокислительная стабильность (кислотность/осадок): 72 часа: % осадка по массе; кислотность 164 часа: % осадка по массе; кислотность (ASTM D524-15)	Определение поведения при старении (ISO 4263–1:2003)
6	Плотность при 20 °С (ГОСТ 3900–85)	Плотность (ASTM D4052-18)	Плотность (DIN 51757-2011)

Окончание таблицы 1.2

№	РФ (ГОСТы)	США (стандарты ASTM)	Германия (стандарты DIN и ISO)
7	—	Влагосодержание (ASTM D1533–12)	Содержание воды по Карлу Фишеру (DIN 51777–1–1983)
8	Испытание коррозионного воздействия на пластинки из меди марки Ml или М2 (ГОСТ 2917–76)	Коррозирующая сера (АСТМ D 1275–06)	Коррозионная сера (DIN 51353–1985)
9	Кислотное число (ГОСТ 5985–79)	Кислотность (ASTM D974–08)	Кислотное число (DIN 51558–2–2017)
10	Прозрачность при 5 °С (ГОСТ 982–80)	Антиокислительная способность (ASTM D2112–07)	Щелочное число (DIN 51544)
11	Стабильность ингибированного масла по методу МЭК: индукционный период окисления (ГОСТ 2917–76 с дополнением по ГОСТ 982–80)	Содержание ингибитора; время работы без образования осадка, измеренное при 8-часовых периодах испытаний (ASTM D2668–07)	Напряжение пробоя (DIN 57370–1–1978)
12	Цвет на колориметре (ГОСТ 20284–74)	Цвет (ASTM D1500–07)	—
13	Наличие водорастворимых кислот и щелочей (ГОСТ 6307–75)	Поверхностное натяжение (ASTM D971–91)	—
14	Натровая проба, оптическая плотность (ГОСТ 19296–73 и ГОСТ 982–80)	Пробивное напряжение (ASTM D877–07/ ASTM D1816–12)	—
15	Содержание механических примесей (ГОСТ 6370-2018)	Анилиновая проба (ASTM D611–12)	—
16	—	Полихлоридбифинил (ASTM D4059–10)	—

Далее будут рассмотрены традиционные методы исследования показателей качества трансформаторных масел.

Плотность трансформаторных масел в условиях эксплуатации должна быть как можно меньше, чтобы образующиеся в нем осадки, уголь и свободная вода могли как можно быстрее осесть на дно. В условиях низких температур возможно образования льда из несвязанной воды на поверхности масла. Значение плотности зависит от производителя масла и может варьироваться в диапазоне 800–900 кг/м^3.

Методы по определению плотности трансформаторных масел в России, США и Германии приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Методы по определению плотности

Страна	Методы
РФ	1 Определение плотности с помощью ареометра: когда ареометр погружают в цилиндр с образцом при температуре испытания, определенной в зависимости от вида испытуемого продукта, а полученные значения плотности, измеренной при температуре испытания и полученной по шкале ареометра, по табличным данным пересчитывают на плотность при температуре 20 °С. Температура испытания варьируется от –25 до 125 °С с шагом 0,5 °С, плотность по шкале ареометра – от 0,5 до 1 г/см^3 с шагом 0,01 г/см^3. 2 Определение плотности с помощью пикнометра с капилляром в пробке и меткой: определяется относительная плотность устанавливают «водное число» пикнометра, заполняют его испытуемой жидкостью, погружают в термостат или баню с температурой 20 °С и выдерживают не менее 30 минут, охлаждают, взвешивают с установленной погрешностью и вычисляют значение плотности по соответствующим формулам. Возможно также испытание с помощью двухколенного пикнометра [1; 29]
США	Испытание основано на применении цифровых (электронных) плотномеров (анализаторов), которые работают по принципу измерения частоты осцилляции U-образной трубки. Возможно измерение плотности и относительной плотности. Метод применим к жидким нефтепродуктам с полным давлением насыщенных паров менее 100 кПа по Рейду и вязкостью ниже 15 000 мм^2/с при температуре испытания. Ассортимент подвергаемой испытаниям продукции включает: реактивное, базовое, парафиновое и смазочные масла, дизельное топливо, бензин и смеси оксигенированного бензина [1; 30]

Окончание таблицы 1.3

Страна	Методы
Германия	Стандарт DIN 51757 [31] содержит методы преобразования измеренных значений плотности в плотность при стандартной температуре (15 °С), преобразования плотности при стандартной температуре в плотность при другой температуре (температуре определения) и методы расчета поправочных коэффициентов на изменение объема для минеральных и схожих с ними материалов. Указанные преобразования необходимы в случае, если плотность измеряется при температуре, отличной от требуемой. Дано описание проведения измерений плотности с помощью ареометра и вибрационного плотномера

К недостаткам методов по определению плотности можно отнести:

– работу с приборами, содержащими ртуть;

– использование различных химических реактивов (спирт этиловый, ацетон, хромовая смесь, эфир, нефрас);

– возникновение статического электричества [1].

Тангенс угла диэлектрических потерь является мерой электрических свойств масла и характеризует качество и степень очистки свежего трансформаторного масла, а также степень загрязнения и старения эксплуатируемого масла. Однако локальное увлажнение или загрязнение может незначительно отразиться на суммарных потерях в изоляции и, следовательно, на изменении тангенса угла диэлектрических потерь, поэтому чтобы вынести правильное решение о реальном состоянии изоляции, необходимо проводить измерения других электрических характеристик (например, сопротивления изоляции, коэффициента абсорбции) [1]. Методы по определению тангенса угла диэлектрических потерь приведены таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Методы по определению тангенса диэлектрических потерь

Страна	Методы
РФ	Собранную ячейку присоединяют к измерительной схеме и определяют емкость и тангенс угла диэлектрических потерь пустой ячейки. Далее ячейку заполняют испытуемой жидкостью, присоединяют к схеме и после достижения

Окончание таблицы 1.4

Страна	Методы
РФ	ячейкой заданной температуры проводят измерения. Отчет значений начинают не позже чем через 3 минуты после включения напряжения. Далее значение тангенса определяют по формулам применительно к трехзажимных и двухзажимным ячейкам [32]
США	Метод основан на определении коэффициента рассеяния (тангенса угла потерь) и коэффициента мощности (синуса угла потерь) как меры диэлектрических потерь в новых (свежих) и эксплуатируемых электроизоляционных жидкостях, предназначенных для использования в кабелях, трансформаторах, масляных выключателях и других электрических устройствах [1; 33]
Германия	Метод аналогичен определению пробивного напряжения по ГОСТ 6581. Перед испытанием плотно закрытый сосуд с пробой жидкости выдерживают в помещении для последующего испытания и защищают от дневного света. Небольшим количеством жидкости ополаскивают ячейку, медленно ее заполняют испытуемой жидкостью, через 10 минут подают электрическое напряжение, плавно поднимают до пробоя и фиксируют значение пробивного напряжения. При одном заполнении ячейки осуществляют шесть последовательных пробоев; за пробивное напряжение принимают среднее из шести значений при одном неизменном заполнении измерительной ячейки [1; 34]

Методы определения тангенса угла диэлектрических потерь имеют следующие недостатки:

– достаточно сложная конструкция установки;

– установлены особые требования к помещениям [1].

Кинематическая вязкость является одним из основных эксплуатационных параметров для всех видов масел. Отображает текучесть масел при нормальной и высокой температурах и позволяет оценить, насколько быстро масло будет густеть при снижении температуры. Чем ниже вязкость, тем легче масло циркулирует, тем самым улучшая теплообмен. Методы приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Методы по определению кинематической вязкости

Страна	Методы
РФ	Метод определяет время истечения (в секундах) заданного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести при постоянной температуре. Кинематическая вязкость находится как произведение измеренного времени истечения на постоянную калиброванного стеклянного вискозиметра. Метод применяется для исследования жидких нефтепродуктов, а также прозрачных и непрозрачных жидкостей, которые проявляют свойства ньютоновских жидкостей, но неприменим к битумам. Динамическая вязкость устанавливается как произведение кинематической вязкости жидкости на ее плотность. Определяемость, сходимость и воспроизводимость метода устанавливаются в зависимости от вида испытуемого продукта [35]
США	Метод определяет минимальную кинематическую вязкость и основан на измерении времени истечения заданного объема жидкости под действием силы тяжести через отверстие определенного диаметра. В качестве оборудования применяются U-образные капиллярные вискозиметры их боросиликатного стекла со встроенным уплотнителем. Значения кинематической вязкости варьируются от 0,2 до 300 000 мм^2/с при всех температурах. Стандарт позволяет также рассчитать значение динамической вязкости [36]
Германия	Метод подразумевает применение капиллярного вискозиметра Уббелоде, принцип действия которого основан на измерении времени течения жидкости по капилляру, пропорциональному кинематической вязкости исследуемой жидкости. При этом течение жидкости в приборе происходит только под действием силы тяжести. Исследуемые жидкости – прозрачные реактивные и гидравлические масла [37]

К недостаткам применения именно капиллярных вискозиметров можно отнести невозможность измерения очень вязких жидкостей и измерения при разных напряжениях сдвига.

Температура вспышки – самая низкая температура, при которой пары масла образуют смесь с воздухом, которая взрывается при поднесении открытого пламени. Она определяет пожароопасность масла, свидетельствует о наличии летучих фракций в масле, а понижение температуры вспышки может указывать на наличие влаги в масле. Методы определения приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Методы по определению температуры вспышки

Страна	Методы
РФ	Метод основан на нагревании испытуемой жидкости в закрытом тигле (метод Пенкси – Мартенса) с постоянной скоростью при непрерывном перемешивании и испытании на вспышку через определенные интервалы температур. Температурой вспышки считают показание термометра в момент четкого появления первого (синего) пламени над поверхностью продукта внутри прибора [38]
США	Данный динамический метод описывает определение температуры вспышки нефтепродуктов в приборе с открытым тиглем Кливленда (Cleveland). Для этого пробу испытуемой жидкости (примерно 70 мл) вносят в испытательный тигель, быстро нагревают, а затем нагрев проводят с меньшей постоянной скоростью. Через определенные промежутки времени перемещают испытательное пламя над тиглем. Температуру вспышки определяют, как наименьшую температуру жидкости, при которой применение пламени вызывает воспламенение паров пробы. Могут использоваться ручные и автоматические приборы. Метод применим к любым нефтепродуктам, температура вспышки которых выше 79 °C (175 °F) и ниже 400 °C (752 °F) за исключением жидких топлив. Также позволяет определить температуру воспламенения [39]
Германия	Метод аналогичен ASTM D92 [39] с условием применения только автоматического метода в приборе с открытым тиглем Кливленда. В стандарте определены значения повторяемости и воспроизводимости испытаний [40]

К недостаткам всех методов по определению температуры вспышки относятся:

– необходимость осуществления поджога и использование для этого зажигательных устройств;

– применение в качестве одного из реагентов ртути;

– сложность и громоздкость используемого оборудования;

– неоднозначность в интерпретации результатов.

Температура текучести – самая низкая температура, при которой наблюдается движение масла в условиях испытаний, в то время как температура застывания – температура, при которой образец масла остается неподвижным.

Методы определения температуры застывания и температуры текучести приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Методы по определению температуры застывания (температуры текучести)

Страна	Методы
РФ	В основе метода предварительное нагревание пробы испытуемого продукта с последующим его охлаждением с определенной скоростью и проверка на состояние неподвижности через равные интервалы температуры (3 °С). Проведение возможно по методу А, когда определяется температура текучести, и по методу Б, когда определяют температуру застывания [41]
США Германия	Осуществление метода по ASTM D97 и ISO 3016 аналогично методу по ГОСТ 20287-97 по методу А [42; 43]

Некоторые соединения серы, например меркаптаны, являются коррозионно-активными по отношению к металлическим поверхностям из стали, меди и серебра (контакты переключателей) и должны отсутствовать в неиспользованных маслах, заливаемых в оборудование. Методы приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Методы по определению коррозионного воздействия

Страна	Методы
РФ	Сущность метода заключается в выдерживании металлической пластинки в испытуемом продукте при повышенной температуре и фиксировании изменения внешнего вида пластинки, характеризующего коррозионное воздействие продукта на металл [44]
США	Данный метод описывает обнаружение агрессивных соединений серы (как неорганических, так и органических) в электрических изоляционных маслах нефтяного происхождения. Метод предназначен для определения наличия или склонности к образованию данных веществ, свободной (элементарной) серы и агрессивных соединений серы при взаимодействии (контакте) меди с маслом при заданных условиях [45]
Германия	Для тестирования серебряная пластина погружается в образец и выдерживается в течение 18 часов при температуре 100 °С. Обесцвечивание поверхности серебряной пластины указывает на количество серы в масле [46]

В общем случае кислотное число – это количество миллиграмм гидроксида калия (KOH), необходимое для нейтрализации 1 г исследуемого масла. Кислотное число является параметром степени удаления из масла кислот, способных при определенных условиях привести к повреждению изоляции обмоток трансформатора, инициировать коррозию металлических поверхностей и образовать соли, которые снижают устойчивость масел к окислению, повышают его эмульгируемость с водой, отрицательно влияют на его диэлектрическую прочность. Методы приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Методы по определению кислотного числа

Страна	Методы
РФ	Метод заключается в помещении пробы испытуемой жидкости в коническую пробу, куда добавляют не менее 40 $см^3$ щелочного голубого 6Б до полного растворения. Далее содержимое колбы титруют при легком взбалтывании спиртовым раствором гидроокиси калия до изменения голубого оттенка на красный. Параллельно осуществляют контрольный опыт без пробы с тем же количеством щелочного голубого 6Б. Кислотное число определяют по формуле, учитывая при этом объем гидроокиси калия, израсходованный на титрование и на контрольный опыт, титр гидроокиси калия в $мг/см^3$ и массу пробы в граммах [47]
США	Данный метод распространяется на определение кислых или основных составляющих в нефтепродуктах и смазочных материалах, растворимых или почти растворимых в смеси толуола и изопропилового спирта. Он применим для определения: кислот и оснований, которые постоянно диссоциируют в воде больше, чем 10^{-9}; крайне слабых кислот или оснований, которые постоянно диссоциируют меньше 10^{-9}. Соли реагируют, если их постоянный уровень гидролиза больше, чем 10^{-9} [48]
Германия	Массу исследуемого продукта растворяют в смеси толуола и изопропилового спирта, содержащей малое количество воды. Полученный однофазный раствор титруют при комнатной температуре стандартным спиртовым раствором щелочи или спиртовым раствором кислоты соответственно до конечной точки, определяемой по изменению окраски добавленного раствора *p*-нафтолбензеина (оранжевая окраска в кислоте и зелено-коричневая в основании) [49]

Из множества указанных методов оценки трансформаторного масла влияние продуктов старения масел на состояние основной изоляции при анализе причин повреждений высоковольтных силовых трансформаторов, как правило, не учитывается.

С точки зрения прогнозирования важными эксплуатационными показателями качества трансформаторного масла являются увлажненность и содержание целлюлозы. Выбор данных факторов обусловлен тем, что при содержании влаги 3,3 % от массы твердой изоляции от бумаги начинают отделяться волокна, которые попадают в масло и резко снижают его электрическую прочность. Далее будет приведено подробное описание влияние увлажненности и содержания целлюлозы на свойства трансформаторного масла и методы по их определению. [6; 50].

1.5. Методы контроля влияния влаги и целлюлозы на качество трансформаторного масла

Важность присутствия воды в бумажно-масляных системах была признана с 1920 гг. [51]. Чистое масло трансформатора состоит из влажных углеводородов, таких как керосины и циклоалканы. Из-за неполярной структуры их молекулы чистое масло может растворять только очень небольшое количество воды, рассеянной как водяной пар согласно закону Генри [52]. При комнатной температуре одной капли воды достаточно, чтобы насытить один литр нового масла [53].

Термин «влажность» обычно используется для определения воды, поглощенной бумажной изоляцией или растворенной в масле. Как синоним термину «вода» может использоваться «содержание воды» [54].

Вода в трансформаторном масле может присутствовать в четырех основных формах:

– растворенная вода (концентрация воды в масле ниже ее уровня насыщения);

– химически связанная вода (присутствие полярных нефтяных компонентов);

– свободная вода (водная концентрация превышает насыщенность масла);

– вода, адсорбированная в целлюлозной изоляции [53].

Вода в изоляции является причиной трех опасных эффектов: она уменьшает электрическую прочность изоляции, ускоряет старение целлюлозы и вызывает выделение пузырьков газа при высоких температурах. Знание о фактической концентрации воды в масле необходимо для контроля технического состояния трансформатора.

Clark установил, что срок эксплуатация изоляции пропорционально наполовину уменьшается при увеличении содержания воды в два раза [55]. Fabre и Pichon считают, что скорость ухудшения бумажной изоляции пропорциональна содержанию воды в масле [56]. Электрические разряды согласно Moser [57] могут произойти при высоком напряжении из-за нарушения содержания воды. Fessler и соавторы выявили, что вода в маслонаполненных трансформаторах повышает риск появления пузырьков, которые оказывают наиболее опасное воздействие на техническое состояние трансформаторного масла и трансформатора в целом [58].

В России ГОСТ 982–80 [59] напрямую не предъявляет требований к содержанию влаги в трансформаторном масле. Однако согласно таблице 25.2 РД 34.45-51.300-97 [7] предельно допустимое значение показателя влагосодержания должно быть не более 0,001% массы или 10 г/т в свежем масле, предназначенном к заливке в электрооборудование (трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы) и после заливке, и не более 0,002–0,0025 % или 20–25 г/т соответственно при заливке в новые силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы и после заливки. Метод по определению влагосодержания определяется по ГОСТ 7822–75 [60] и основан на взаимодействии гидрида кальция с растворенной водой, измерении объема выделившегося при этом газа, вычислении объема водорода, соответствующего окончанию реакции, и массовой доли растворенной воды. В качестве оборудования применяется масляная бани, пробирки, термометр и газовая горелка (или плита электрической с закрытой спиралью). Показателем наличия воды является слышимый не менее двух раз треск.

Также распространенным в России методом определения воды и последствий ее влияния в трансформаторном масле является хроматографический анализ (АРГ). Теоретические и экспериментальные исследования представлены в работах В.В. Бузаева [61], Т.М. Чупак [62], И.В. Давиденко [63].

Действует также хроматографическая методика анализа общего газосодержания и общего влагосодержания, которая регламентируется РД 34.43.107-95 «Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле» [64] и осуществляется двумя способами:

– с прямым вводом масла в испаритель хроматографа (методика ВНИИЭ);

– использованием калибровочных растворов газов в масле (методика ВТИ без вакуумирования приставки).

Первая методика может быть реализована на любом газовом хроматографе с детектором по теплопроводности (ДТП) и основана на прямом вводе малой пробы масла (25–100 мкл) в испаритель хроматографа. Температура испарителя – 250–300 °С, поэтому вся вода, присутствующая в масле, переходит в газообразное состояние. Вода и воздух газом-носителем (гелием) переносятся в хроматографическую колонку, где происходит их разделение, а затем – в ДТП.

На хроматограмме анализируемой пробы масла измеряется площадь пика воды и рассчитывается общее влагосодержание (растворенная и связанная вода суммарно) по формуле

$$A_{H_2O} = \frac{SM \cdot 10^4}{K_{H_2O} \cdot V_M} \quad (1.4)$$

где S – площадь пика воды в анализируемом масле, мм^2;

K_{H_2O} – поправочный коэффициент чувствительности по воде;

V_M – объем пробы масла при анализе, мкл.

Во второй методике используется способ полного извлечения растворенных в масле воздуха и воды. Анализ выделенных компонентов для достижения требуемой чувствительности производится с использованием хроматографов с ДТП. Калибровка осуществляется по калибровочным растворам воздуха и воды в

масле. Масло поглощает воду в концентрации прямо пропорциональной упругости паров воды в воздухе:

$$A_{H_2O}^M = a_t \cdot P_{H_2O}^M \quad (1.5)$$

где a_t – коэффициент Генри;

$P_{H_2O}^M$ – упругость водяных паров воздухе, мм рт. ст.

Применяемый в данной методике метод титрования Карла Фишера считается самым надежным методом и является стандартом качества для других методов. Он измеряет воду, связанную с весом масла (ppm как μg water/g нефть) или как отношение относительной насыщенности воды к общему объему насыщения в % [52]. Метод применяется также для определения влагосодержания согласно ASTM D1533–12 [65] в США и согласно DIN 51777-1–1983 [66] в Германии.

Карл Фишер, немецкий химик, ввел метод титрования в 1935 г. В общем виде титрование подразумевает добавление реактива известной концентрации (титр) к неизвестному веществу, пока обе концентрации не будут уравновешены. Этот метод является методом аналитической химии позволяющим определить незначительные количество воды, используя объемное или кулометрическое титрование.

Объемное титрование включает измерение добавленного объема и вычисление содержания воды, используя стехиометрическое уравнение. Чувствительность объемного титрования ограничена несколькими десятками микрограмм воды. Кулометрическое титрование включает в качестве реагента йод, который производится электродом генератора и в упрощенном виде иллюстрируется стехиометрическим уравнением

$$2H_2O + SO_2 + I_2 \rightarrow H_2SO_4 + 2HI \quad (1.6)$$

Предел кулометрического титрования ниже нескольких микрограмм воды.

Воду можно ввести в электролизер тремя основными методами. Во-первых,

возможно ввести непосредственно в сосуд с реагентом, например, масло через шприц. Во-вторых, воду из образца целлюлозы можно извлечь погружением в гидрофильную среду, например, в метанол, однако данный способ применяется редко ввиду медленного процесса извлечения воды. В-третьих, образец может быть нагрет в печи с внекамерным обогревом, после чего ввести газ с водяным паром в сосуд с реагентом.

Этот метод имеет несколько значительных недостатков:

– всегда есть вероятность контакта воды с воздухом во время выборки, транспортировки и подготовки образцов;

– целлюлоза связывает воду с химическими связями различной прочности и освобождается под влиянием нагревания и время;

– лаборатории по-разному рассматривают ограничения, которые не определены в стандартах, например, раствор для экстрагирования масла;

– иногда различные вариации метода (например, прямой метод впрыска и метод нагрева) могут приводить к различным результатам измерения воды из-за влияния примесей и продуктов старения [52].

Кроме того, метод титрования Карла Фишера не подходит для диагностики в режиме реального времени и требует соответствующего химического оборудования.

Другим методом получения значения содержания воды в твердой изоляции в зависимости от содержания воды в масле является построение диаграмм равновесия [67]. Исследователь Du и соавторы [51] дали всесторонний обзор классических кривых равновесия и их сравнение.

Первыми о самой известной совокупности кривых равновесия сообщили Fabre и Pichon [56] в 1960 г. Oommen [68] разработал совокупность кривых равновесия, где рассматривалось одно и то же значение относительного насыщения при одной и той же температуре. Используя данный метод, Griffin и др. [69] построили подобные кривые для минерального масла и целлюлозы.

Сравнение кривых показало, что кривые близки друг к другу на низких уровнях концентрации воды в целлюлозе. Однако в ходе экспериментального

исследования было уточнено, что содержание воды в целлюлозе по методу Oommen’a стабильно ниже, чем в кривых Fabre и Griffin для той же концентрации воды в масле. Таким образом, можно сделать вывод, что кривые Oommen’a соответствовали экспериментальным данным лучше всего [51].

Однако данные методы являются заведомо ошибочными там, где старение масла и титрование воды являются главными факторами влияния [70].

Существует еще одна группа методов, которые привлекают все большее внимание в последние годы. Они измеряют и анализируют диэлектрические свойства изоляции. Такая диагностика основана на том, что целлюлоза и масло меняют свои диэлектрические свойства, когда увеличивается уровень влажности, поэтому измерение параметров может быть фактором рассеивания поляризационных и деполяризационных токов (PDC) и возвратного напряжения (RVM) в частотном и временном интервалах [54].

Leibfried с соавторами [71] представили результаты измерения нового и отработанного трансформаторов, используя технику PDC. Они изучили содержание воды в твердой изоляции нового 392–милливольтамперного трансформатора тремя методами: 1) титрование Карла Фишера, 2) определение температуры точки росы, 3) PDC.

Содержание воды, полученное первым методом, составило 0,61 %, вторым — 0,45 %, с помощью метода PDC – между 0,5 и 1,0 %. Сравнение полученных результатов показало хорошую корреляцию между PDC и другими методами.

Кроме того, авторы изучили трансформаторы со сроком эксплуатации 30 лет и больше, а именно 40–милливольтамперный трансформатор на напряжение 110 кВ, произведенный в 1961 г., и 350–милливольтамперный трансформатор на напряжение 400 кВ, произведенный в 1976 г. Значение содержания воды составило примерно 2,5 %. Это можно считать нормальным процессом старения, что подтверждается и другими исследованиями [72].

Они считали, что PDC является самым надежным методом определения воды в силовых трансформаторах и мог бы использоваться для другого высоковольтного оборудования, например конденсаторов, кабелей и машинных обмоток [71].

Koch и Krüger [67] описали новый диэлектрический метод диагностики под названием DIRANA, который объединил временные и частотные области и обеспечил надежные результаты для эксплуатируемых трансформаторов.

Чтобы оценить содержание воды в масле, используются датчики относительной влажности/относительной насыщенности. Абсолютная влажность определяется в миллионных долях (ppm) путем измерения относительной насыщенности масла. В этом случае характеристика растворимости воды конкретного масла должна быть известна заранее [54].

Gradnik, Konkan-Gradnik, Petric и Muc [53] разработали датчик для определения влажности, состоящий из двух электродов, связанных с гигроскопичным полимером из тонкой пленки и температурным щупом, предпочтительно помещенным в масляный поток трубопровода системы охлаждения трансформатора. Молекулы воды попадают из масла в полимер и изменяют его емкость пропорционально относительной насыщенности масла. Содержание воды вычисляется умножением измеренной насыщенности масла на абсолютную насыщенность. Последнее значение является специфической характеристикой и зависит от температуры.

Они экспериментально определили факторы растворимости определенного масла и сравнили их значения с результатами, полученными методом Карла Фишера. Результаты продемонстрировали, что определение содержания воды не является точным, если соответствующие (определенные для конкретного масла) значения растворимости не были определены. Степень ошибки зависела от типа масла, его условия и в большинстве случаев от температуры. Величина наблюдаемых ошибок может быть достаточно высокой, чтобы нарушить функциональность систем диагностики трансформатора, например, при передаче сигналов о ложных дефектах в новом масле или недооценке значения содержания воды в эксплуатируемом масле [53].

Однако большинство диэлектрических методов не может отличить воздействие влажности на изоляцию и старение, вызванное влиянием других процессов [54].

Недостатками группы методов по определению содержания влагосодержания в трансформаторном масле являются:

– сложность и трудозатратность выполнения измерений;

– низкая мобильность установки;

– необходимость использования специального оборудования;

– большое количество используемого оборудования, химических реактивов.

Вода в твердой изоляции, как известно, играет роль катализатора процесса старения [71; 72], однако масло в силовых трансформаторах загрязнено остатками переработки, продуктами старения и целлюлозными частицами. В эксплуатируемом масле вода может быть адсорбирована примесями, например, волокнами целлюлозы, когда уровень насыщенности превышен и растворимость воды увеличивается [52].

Бумага, используемая в качестве изоляционного материала, содержит 85 % целлюлозы, 3–7 % лигнина и 10 % гемицеллюлозы. Изоляция трансформатора стареет под влиянием нагрева, воздуха и воды и в конечном счете теряет свою механическую целостность с риском, существенно увеличивающимся из-за повреждения изоляции [33], что повышает вероятность возникновения поломки трансформатора [73].

Обычно методы, изучающие целлюлозу в трансформаторе, сосредоточиваются на определении ее состояния. Тем не менее поврежденная бумажная изоляция может повлиять на обмотки трансформатора и заблокировать потоки [74].

Окисление масла приводит к повышению кислотности и образованию осадка. Повышение стойкости к окислению продлевает срок службы оборудования, уменьшает отложение осадка, снижает электрические потери и коррозию металлов, исключает отказы электрооборудования. Методы по определения стабильности против окисления/осадка приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Методы по определению стабильности против окисления/осадка

Страна	Методы
РФ	Метод позволяет определить стабильность против окисления по показателям содержания летучих низкомолекулярных кислот, содержания осадка, кислотного числа. Сущность метода заключается в окислении масла в вакуумметре для точного измерения под воздействием кислорода при повышенной температуре в присутствии катализатора (медной пластинки). Условия проведения испытаний для определения осадка: – температура – 120 °С; – расход кислорода – 200 $см^3$/мин; – длительность окисления – 14 часов. При обработке результатов массовую долю осадка определяют по соответствующей формуле, учитывая массу окисленного масла и массу осадка в граммах [1; 75]. Механические примеси определяются путем фильтрования испытуемых продуктов с предварительным растворением медленно фильтрующихся продуктов в бензине или толуоле, промывания осадка на фильтре растворителем с последующим его высушиванием и взвешиванием. Необходимое для испытаний количество образца и растворителя определяются по табличным данным в зависимости от вида испытуемого продукта и его плотности. Массовая доля механических примесей выражается в процентах и находится по соответствующей формуле. Количество 0,005 % и менее оценивают как отсутствие механических примесей. Претенциозность метода определяют по параметрам повторяемости и воспроизводимости [76]
США	Метод распространяется на выявление свойства коксообразования относительно нелетучих нефтепродуктов (дизельное топливо, смазочное масло, газолин, остатки сырой нефти), которые частично разлагаются при перегонке (при атмосферном давлении). В основе метода определение количества коксового остатка, оставшегося после испарения и пиролиза нефти. Остаток после обработки выражается в процентах от исходного образца и фиксируется как коксовый остаток по Рамсботтому [77]

Окончание таблицы 1.10

Страна	Методы
Германия	В [78] описывается метод для определения поведения при старении антикоррозионных и антиокислительных ингибированных минеральных масел плотностью меньше плотности воды

Инфракрасная спектроскопия с преобразованием Фурье (FTIR) и спектроскопия в ближней инфракрасной области (NIR) используются, чтобы характеризовать процесс старение целлюлозы и оценить техническое состояние бумажной изоляции. Данные методы определяют различия в спектрах новых и эксплуатируемых материалов. Например, ученые Ali и др. [79] изучали образец эксплуатируемой целлюлозы и получили коэффициент корреляции 0,994 между спектром и временем старения. Ошибка составила 95 часов для бумажных образцов, максимальное время старения которых 3 000 часов.

Исходя из сказанного, можно сделать следующие выводы:

– перечисленные методы не подходят для контроля состояния в режиме реального времени;

– отсутствует возможность комплексного контроля нескольких параметров на одном и том же оборудовании;

– требуется наличие квалифицированного персонала;

– методам свойственна низкая оперативность [80].

Учитывая недостатки приведенных методов и необходимость их устранения, перспективным является исследование возможности применения акустических методов диагностики, благодаря которым обеспечивается высокая стабильность и необходимы небольшие затраты в исполнении.

1.6. Акустические свойства жидкостей

На сегодняшний день актуальными являются вопросы изучения акустических свойств жидкостей. Результаты исследований важны как для развития теории жидкого состояния, так и для решения прикладных задач.

Существует два основных направления развития исследований, посвященных молекулярно-кинетическим свойствам жидкостей. Первое тесно связано с применением общей статической теории жидкого состояния, где были получены теоретические результаты, которые объясняют закономерности распространения звука в жидкости. Однако, на данный момент не существует законченной теории жидкого состояния, что не позволяет пока установить конкретную связь между характеристиками жидкого состояния и параметрами звуковой волны. Этот пробел заполняет второе направления молекулярной акустики, в основе которого лежат поиск и изучение областей дисперсии и аномального поглощения звука. Практика показывает, что можно установить сравнительно простые соотношения между молекулярно-кинетическими параметрами жидкого состояния и параметрами звуковой волны. Это и позволило в полной мере использовать молекулярную акустику для изучения жидкостей.

Для жидкости дисперсия и аномальное поглощение звука могут быть вызваны релаксационными процессами термического (обменного), структурного, ориентационного и изомерного характера, а также резонансными явлениями в среде при прохождении звука. Экспериментально трудно найти релаксационную область в силу того, что она обычно находится в интервале ультразвуковых и даже гиперзвуковых частот. Нарушение обмена энергии между различными степенями свободы (термическая релаксация) обнаружено в некоторых сложных органических жидкостях (среди которых можно выделить бензол, четыреххлористый углерод, хлороформ, тиофен и некоторые другие) в диапазоне частот 10^9–10^{10} Гц.

Значение времени релаксации, полученное согласно акустическим данным, подтверждают оптические исследования в области инфракрасного спектра. Рассчитанное по оптическим спектрам поглощение звука на длину волны, соответствующее центру релаксации, находится в хорошем согласии с экспериментальным значением поглощения звука. Релаксационная теория и экспериментальные методы изучения быстропротекающих неравновесных процессов в газах и особенно в жидкостях служат важным «инструментом». На

основе релаксационной теории объемной и сдвиговой вязкостей предпринимаются многочисленные попытки создать акустическую спектроскопию газов и жидкостей: И.Г. Михайлов [81–84]; В.А. Соловьев, Ю.П. Сырников [85]; М.И. Шахпаронов, Ю.Г. Шорошев, С.С. Алиев [86]; С.М. Гладков, Н.И. Коротеев [87].

М.А. Исакович [88] развил теорию поглощения звука в микроскопически неоднородной состоящей из отдельных кристаллов среде и учел теплообмен между ними. М.А. Исакович и И.А. Чабан [89; 90] развили идею о микроскопически неоднородной вязкой жидкости применительно к построению феноменологической теории сильно вязких жидкостей, считая их микронеоднородными средами с диффузионным обменом между компонентами. Согласно данной теории за жидкость принимается двухфазная микронеоднородная среда (типа эмульсии), компоненты которой характеризуются внутренним параметром ξ, равновесное значение которого меняется при изменении давления. То есть делается предположение, что разные компоненты жидкости – это неупорядоченная фаза и погруженные в нее области (кластеры) относительно упорядоченной фазы, между которыми происходят диффузионные релаксационные процессы при отклонении состояния от равновесного. Такая гипотеза дает возможность построить молекулярную теорию сильновязких жидкостей с одним временем релаксации, которая в принципе характеризует ряд не находящих пока объяснения экспериментальных фактов. Прямых экспериментов, которые указывали бы на справедливость такой модели сильновязких жидкостей пока еще нет, хотя результаты [91], по-видимому, согласуются с ней.

Для физической акустики интересен вопрос о том, каковы особенности распространения звука в зависимости от частоты и амплитуды в релаксирующих средах. Эта задача является прямой. Обратная задача – по данным акустических изменений (скорости звука, его поглощения, нелинейных особенностей распространения) выяснить физические механизмы и получить данные об особенностях неравновесных процессов в изучаемой среде [92].

К техническим жидкостям может быть также отнесено трансформаторное

масло, являющееся неотъемлемой частью трансформаторов [93].

Метод акустической эмиссии изучается в течение 25 лет [94; 95] в Польше, Бразилии и на Тайвани в качестве диагностического метода для определения влияния частичных электрических разрядов [96–100], которые сопровождают различные физические явления в изоляционных системах. Это могут быть химические изменения изоляции, появление токопроводящих импульсов и эмиссии электромагнитной волны, ударной упругой деформации с последующей генерацией акустической волны [96] .

Важное достоинство метода заключается в возможности его применения в сложных условия работы силового оборудования, когда измерение частичных электрических разрядов другими методами становится невозможным [94].

Для измерения акустических импульсов, Boczar [95] использовал пьезоэлектрический широкополосный электроконтактный преобразователь серии WD типа AH 17, производства американской фирмы Physical Acoustic Corporation. Он был расположен на задних стенках и на верхнем уровне жидкости резервуара трансформатора. Это сделало возможным измерение акустических сигналов в следующих условиях: практически плоские амплитудные характеристики для частоты в диапазоне от 0 до 15 МГц, максимальное значение амплитуды ± 5 дБ. Измеряемые акустические сигналы были усилены и подвержены первичной фильтрации с помощью стандартного измерительного усилителя типа Nexus 26921 – OS1, производства фирмы Brüel and Kjær.

Регистрация измеряемых акустических сигналов была осуществлена с помощью измерительной карты National Instruments type NI 5911, которая совместима с частичными электрическими разрядами. Карта оснащена датчиком с эталонной максимальной частотой, регулируемой в диапазоне от 8 до 21 байта и 100 МГц. Регистрируемые акустические сигналы анализировались во временной, частотной и временно-частотной областях и были визуализированы с помощью программ Mathcad 200i и Matlab 6.0 [94].

В данной работе применялся акустический метод для диагностики качества масла увлажненности и целлюлоза. Сравнение методов приведено в таблице 1.11.

Таблица 1.11 - Сравнительная характеристика методов оценки влияния увлажнённости целлюлозы на качество трансформаторного масла

Методы	Определяемые характеристики		Высокая трудозатратность	Необходимость в сложном специальном оборудовании, реагентах, помещениях	Высокая квалификация персонала
	Влага	Целлюлоза			
Титрирование Фишера	+	–	+	+	+
Хроматографический анализ	+	–	+	+	+
Поляризационные и деполяризационные токи (PDC)	+	–	+	+	+
Инфракрасная спектроскопия с преобразованием Фурье (FTIR) и спектроскопия в ближней инфракрасной области (NIR)	–	+	+	+	+
Акустический метод	+	+	-	–	–

Из таблицы 1.11 видно, что в отличие от распространенных на сегодняшний день времени методов акустический метод имеет ряд преимуществ:

– отсутствие необходимости в специальном сложном оборудовании, реагентах, помещениях и кадрах высокой квалификации;

– возможность проведения анализа сразу по двум характеристикам;

– акустический метод является менее трудозатратным;

Для подтверждения был проведен расчет трудозатратности методов согласно Типовым нормам времени на лабораторные работы в нефтедобыче [101], которые включают в себя производство анализов нефти, воды, газа, бензина, дизельного топлива, трансформаторного масла, цемента, а также различных растворов.

В нормах времени учитываются:

– оперативное время (подготовка и проведение анализа, расчет результатов анализа);

– время на подготовительно-заключительные работы и на обслуживание рабочего места;

– время на отдых и личные надобности.

На основе Норм [101] была определена трудозатратность определения содержания воды в трансформаторном масле акустическим методом, хроматографическим методом и методом по ГОСТ 2477-65 [102]. Результаты сравнения сведены в таблицы 1.12–1.14 соответственно.

Проведение анализа содержания воды в трансформаторном масле хроматографическим методом подразумевает применение различных сорбентов:

– вариант 1 – окись алюминия, активированный уголь, цеолиты («молекулярные сита»);

– вариант 2 – инзенский кирпич;

– вариант 3 – сферохром, трепел Зикеевского карьера, селикогель.

Для сравнения с акустическим методом возьмем менее трудозатратный вариант, где в качестве сорбента используется инзенский кирпич, и самый трудоемкий (сорбент – сферохром, трепел Зикеевского карьера, селикогель).

Данные сведены в таблицу 1.12

Таблица 1.12 – Трудоемкость определения содержания воды в трансформаторном хроматографическим и акустическим методами

Работы	Хроматографический метод		Акустический метод
	Вариант 1	Вариант 2	
1 Подготовительные работы			
Переход для отбора пробы (200 м), чел.-ч.	0,084		0,084
Переезд для отбора пробы (5 км), чел.-ч.	0,4		–
Измельчение сорбентов для заполнения хроматографических колонок, чел.-ч.	4,0	10,8	–
Обработка измельченных сорбентов реактивами, чел.-ч.	3,5	14,0	–
Подготовка и мытье пробоотборной посуды, тары, чел.-ч.	0,049		0,049
Трудоемкость подготовительных работ, чел.-ч.	**8,033**	**25,333**	**0,133**
2 Анализ			
Отбор проб, чел.-ч.	0,19		0,19
Определение температуры пробы термометром, чел.-ч.	0,14		0,14
Подогрев пробы в термостате для производства анализов, чел.-ч.	0,44		0,44
Определение содержания воды, чел.-ч.	0,27		0,25
Трудоемкость анализа, чел.-ч	**1,04**		**1,02**
Суммарная трудоемкость, чел.-ч	**9,073**	**26,103**	**1,153**

Из таблицы 1.12 следует, что по сравнению с хроматографическим методом акустический метод является менее трудозатратным в 9-25 раз в зависимости от выбора сорбента.

Нормы [101] учитывают определение процентного содержания воды также по ГОСТ 2477-65 [102] тремя способами:

– метод А – метод перегонки на аппарате АКОВ-10;

– метод Б - методом горячего отстоя;

– метод В – метод центрифугирования.

Для сравнения с акустическим методом был взят самый трудозатратный метод (метод А) и самый нетрудозатратный (метод Б).

Данные сведены в таблицу 1.13.

Таблица 1.13 – Трудоемкость определения процентного содержания воды по ГОСТ 2477-65 и с помощью акустического метода

Работы	по ГОСТ 2477-65		Акустический метод
	Метод А	Метод Б	
1 Подготовительные работы			
Переход для отбора пробы (200 м), чел.-ч	0,084		0,084
Переезд для отбора пробы (5 км), чел.-ч	0,4		–
Подготовка и мытье пробоотборной посуды, тары, чел.-ч	0,049		0,049
Трудоемкость подготовительных работ, чел.-ч.	**0,533**		**0,133**
2 Анализ			
Отбор проб, чел.-ч	0,19		0,19
Определение температуры пробы термометром, чел.-ч	0,14		0,14
Подогрев пробы в термостате для производства анализов, чел.-ч	0,44		0,44
Определение процентного содержания воды, чел.-ч	0,98	0,27	0,25
Трудоемкость анализа, чел.-ч	**1,75**	**1,04**	**1,02**
Суммарная трудоемкость, чел.-ч	**2,283**	**1,573**	**1,153**

Из таблицы 1.13 следует, что даже если учитывать самый незатратный метод по определению процентного содержания воды в трансформаторном масле по ГОСТ 2477-65 [102], а именно метод горячего отстоя (метод Б), то акустический метод позволяет экономить время на проведение исследования.

В нормах [101] отсутствуют методы контроля содержания именно целлюлозы, поэтому для сравнения трудоемкости с акустическом методом возьмем метод определения содержания механических примесей по ГОСТ 6370-2018 [76]. В таблице 1.14 отражены работы, необходимые для проведения анализа,

трудозатраты по определению содержания механических примесей для нефти с малым содержанием (до 10%) и с большим содержанием (более 10%) парафина, смол и механических примесей, а также трудозатраты по определению содержания целлюлозы акустическим методом.

Таблица 1.14 – Трудоемкость определения содержания механических примесей по ГОСТ 6370-2018 и определение содержания целлюлозы акустическим методом

Работы	по ГОСТ 6370-2018		Акустический метод
	Нефть с малым содержанием (до 10%) парафина, смол и механических примесей	Нефть с большим содержанием (более 10%) парафина, смол и механических примесей	
1 Подготовительные работы			
Переход для отбора пробы (200 м), чел.-ч	0,084		0,084
Переезд для отбора пробы (5 км), чел.-ч	0,4		–
Подготовка и мытье пробоотборной посуды, тары, чел.-ч	0,049		0,049
Трудоемкость подготовительных работ, чел.-ч.	0,533		0,133
2 Анализ			
Отбор проб, чел.-ч	0,19		0,19
Определение температуры пробы термометром, чел.-ч	0,14 чел.-ч.		0,14
Определение содержания механических примесей, чел.-ч	1,40	2,18	0,25
Трудоемкость анализа, чел.-ч	**1,73**	**2,51**	**1,02**
Суммарная трудоемкость, чел.-ч	**2,263**	**3,043**	**1,153**

Из таблицы 1.14 следует, что при определении содержания целлюлозы в трансформаторном масле акустический метод является в 2–3 раза менее трудозатратным, чем стандартный.

1.7 Выводы по первой главе:

1. По статистическим данным установлено, что у большинства силовых трансформаторов истек или истекает срок службы. Так существующие системы контроля и диагностики сосредоточены на моментах первичного ввода их в эксплуатацию и ввода в эксплуатацию после капитального ремонта, то они не могут в полной мере обеспечить надежность работы и безопасность эксплуатации трансформаторов.

2. Обоснована возможность изучения трансформаторного масла как показателя качества силового трансформатора.

3. Проведено теоретическое исследование существующих методов контроля качества трансформаторного масла и установлено, что важные эксплуатационные показатели его качества – увлажненность и содержание целлюлозы, перспективным методом контроля является акустический метод.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

2.1. Обоснование выбора объекта для исследования

Трансформаторное масло получают посредством перегонки нефти, когда очищенная фракция кипит при средней температуре 300–400 °С. Свойства трансформаторного масла варьируются в зависимости от сырья. Масло отличается сложным углеводородным составом, где средний вес молекул составляет от 220 до 340 а.е.м. На рисунке 2.1 приведены основные составляющие трансформаторного масла и процент их содержания.



Рис. 2.1 – Основные компоненты трансформаторных масел

Приведем перечень отечественных марок трансформаторных масел:

– марка Т-1500 производится по ГОСТ 982–80 [59], обладает низкой температурой застывания не выше –45 °С (по классификации – II класс для северных районов), рекомендуется к применению в силовых и измерительных трансформаторах, высоковольтных вводах и масляных выключателях всех классов напряжения до 500 кВ;

– марка ГК изготавливается по ТУ 38.101.1025–85 и применяется в силовых и измерительных трансформаторах, а также высоковольтных вводах всех классов напряжения. В процессе очистки лежит процесс гидрокрекинга, после чего вводится ионол, уменьшающий воздействие окислительных процессов;

– марку ВГ получают путем преобразования сырьевых материалов (парафинистые нефти) по технологии гидрокатализации (ТУ 38.401-58-177–96). Для получения необходимой стойкости масла и обеспечения продолжительного срок использования добавляется антиокислительная присадка (ионол). Также проводится очистка (не должны содержаться механические примеси) и сушка (не должна содержатся вода). В основном используется для заполнения емкостей измерительных и силовых трансформаторов или другого электротехнического оборудования, функционирующего при высоких электрических напряжениях;

– МВТ изготавливается по ТУ 38.401927–92 из парафинистых нефтей с использованием гидрокаталитических процессов, в составе содержит противоокислительную присадку ионол, обладает низкой температурой застывания (–65 °С), что позволяет использовать его в арктических условиях;

– марку ТКп (ТУ 38.401-58-49–92) вырабатывают из базового минерального масла, получаемого из малосернистой нафтеновой нефти, используя метод очистки серной кислотой. Перед добавлением антиокислительной присадки проходит дополнительную двухступенчатую очистку. Содержит присадку ионол с целью улучшения его электроизоляционных свойств и замедления старение масла. Сфера применения включает железнодорожное оборудование; преобразователи и переключатели позиций электроподвижного состава, трансформаторы мачтовые и внутренней установки, трансформаторы для прогрева бетона и тупиковые

масляные трехфазные трансформаторы переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ, с преобразованием в напряжение 0,4 кВ;

– масло селективной очистки (ТСО, ТСп) по ГОСТ 10121–76 [103] производится из базового минерального масла, получаемого из сернистых парафинистых нефтей методом фенольной очистки с последующей низкотемпературной депарафинизацией. Подвергается дополнительной двухступенчатой очистке и содержит присадку ионол. Основная сфера применения – силовые и преобразовательные трансформаторные установки, имеющие напряжение не более 220 киловольт, которые имеются на железнодорожных станциях, предприятиях металлургии, в заземляющих установках.

Основные характеристики всех марок приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристики марок отечественных трансформаторных масел

Марка / Характеристика	Т-1500	ГК	ВГ	МВТ	ТКп	ТСО, ТСп
Кинематическая вязкость, мм^2 при: 50 °С –30 °С	 8 1 100	 9 1 200	 5,8 336,6	При 40 °С 3,5 При –40 °С 150	 9 1 500	 9 1 300
Кислотное число, мг КОН/г масла, не более	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже	135	135	137	95	135	150

Продолжение таблицы 2.1

Марка / Характеристики	Т-1500	ГК	ВГ	МВТ	ТКп	ТСО, ТСп
Температура застывания, °С, не выше	–45	–45	–48	–65	–45	–45
Стабильность: показатели после окисления, не более: – осадок, % (массовая доля);	отсутствие	0,015	0,015	отсутствие	0,01	отсутствие
– летучие низкомолекулярные кислоты, мг КОН/г	0,04	0,04	0,04	0,04	0,005	0,005
– кислотное число, мг КОН/г	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Цвет, ед. ЦНТ, не более	1,5	1	1	–	1	1
Тангенс угла диэлектрических потер при 90 °С, не более	0,5	0,5	0,2	0,5	2,2	1,7
Стабильность по методу МЭК, индукционный период, ч, не менее	–	150	120	150	–	–

Продолжение таблицы 2.1

Марка / Характеристики	Т-1500	ГК	ВГ	МВТ	ТКп	ТСО, ТСп
Содержание механических примесей	отсутствие					
Коррозия на медной пластинке	выдерживает					–
Плотность при 20°С, кг/м^3, не более	885	895	837,1	–	895	–
Условия окисления при определении стабильности:						
– температура, °С;	135	155	–	–	120	–
– длительность, ч;	30	14	–	–	14	–
– расход кислорода, мл/мин	50	50	–	–	200	–
Прозрачность	выдерживает	–	–	–	–	выдерживает
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отсутствие	–	–	–	отсутствие	отсутствие
Натровая проба, оптическая плотность, не более	0,4	–	–	–	–	–

Окончание таблицы 2.1

Марка / Характеристики	Т-1500	ГК	ВГ	МВТ	ТКп	ТСО, ТСп
Содержание фенола в базовом масле	отсутствие	–	–	–	–	–
Содержание сульфирующих веществ, % (об.), не более	–	–	–	10	–	10
Содержание серы, % (мас. доля), не более	0,3	–	–	–	–	0,6

В качестве объекта исследования было выбрано трансформаторное масла марки Т-1500 ввиду его распространенности в России, небольшого процентного содержания сернистых соединений, повышенной стабильности к окислению, невысокой стоимости, а также благодаря рекомендациям по применению за рубежом.

2.2. Средства испытания и контроля

Испытательная установка состоит из образца трансформаторного масла, помещенного в резервуар, двух пьезокерамических преобразователей, генератора сигналов, персонального компьютера и программного обеспечения [104–106] Структурная схема представлена на рисунке 2.2

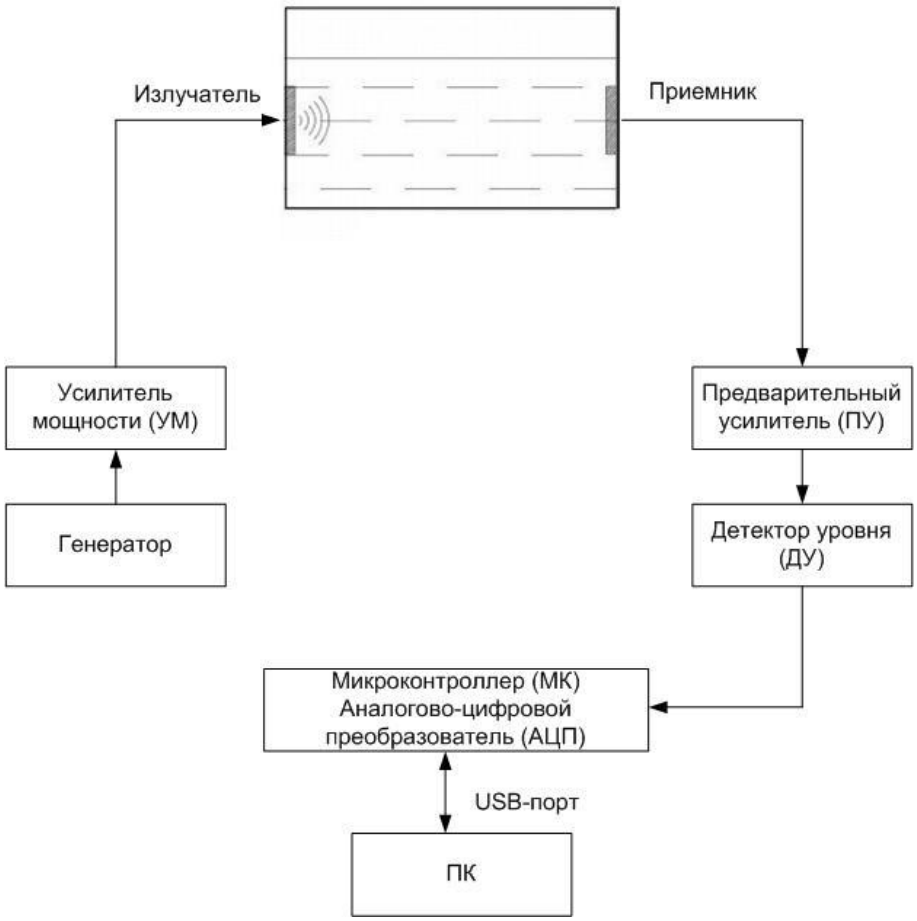


Рис. 2.2 – Структурная схема экспериментальной установки

Общий вид установки представлен на рисунке 2.3.

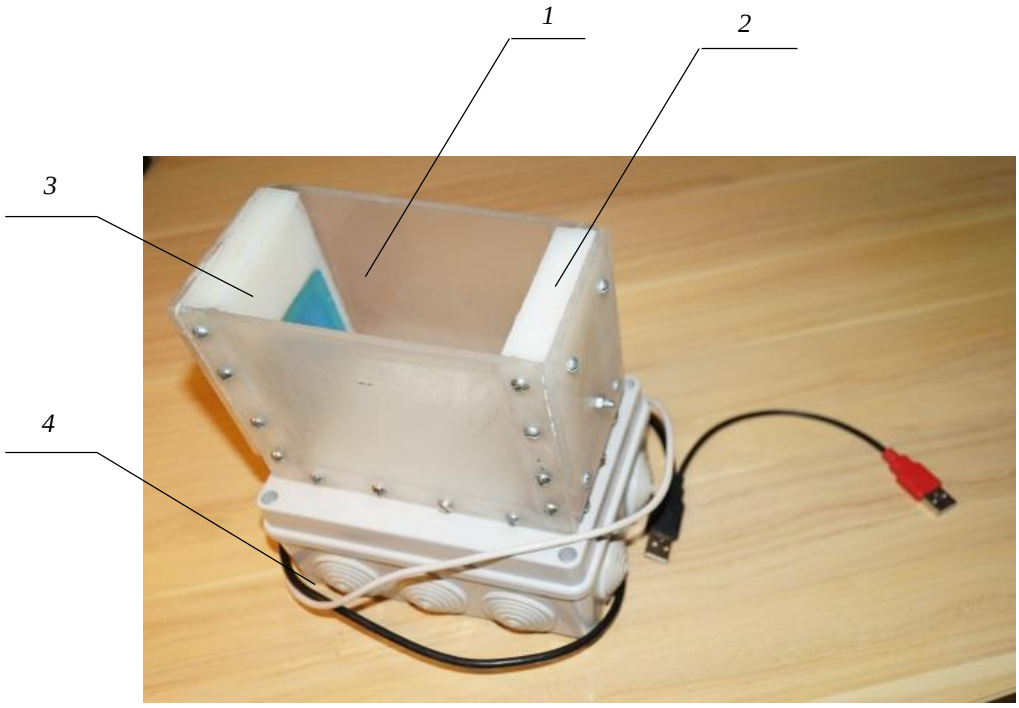


Рисунок 2.3 – Общий вид испытательной установки:
1 – емкость (резервуар); *2* – излучатель; *3* – приемник; *4* – контроллер

В качестве генератора сигналов применялся ГЗ-112, который представляет собой источник синусоидального сигнала в основном режиме и прямоугольного сигнала в дополнительном режиме. Генератор используется для настройки, испытаний, а также исследования приборов и систем, применяемых в сферах связи, вычислительной и измерительной техники, радиоэлектроники, автоматики и приборостроении. Паспортные значения параметров приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры ГЗ-112

Характеристика	Значение
Диапазон частот	От 10 Гц до 10 МГц (6 поддиапазонов с плавной перестройкой)
Основная погрешность установки частоты, %, не превышает: – в диапазоне от 10 Гц до 1 МГц; – в диапазоне от 1 МГц до 10 МГц	 ± (2 + 30 / fн) ± 3
Наибольшее значение опорного уровня выходного напряжения синусоидального сигнала, В: – при сопротивлении нагрузки (50 ± 0,5) Ом, не менее; – без нагрузки, не менее	 5 10
Номинальное значение выходного сопротивления генератора сигналов, Ом	50 ± 5
Нестабильность выходного напряжения за любые 3 часа работы, % не превышает	±1
Мощность, потребляемая прибором, ВА не более	60
Габаритные размеры, мм	312 x 133 x 328
Масса, кг	8

Пьезоэлектрические преобразователи использовались в качестве излучателя и приемника, так как они могут не только генерировать ультразвуковой сигнал из электрической энергии, но и конвертировать приходящие механические колебания в электрические.

Принцип действия основан на обратном пьезоэлектрическом эффекте, когда при приложении электрического напряжения к пьезоэлектрическому кристаллу произойдет механическая деформация тела, под которой оно будет расширяться или сжиматься, создавая при этом колебания [107].

Применение пьезокерамических преобразователей обосновано их небольшим весом в сравнении с традиционными электромагнитными и магнитоэлектрическими преобразователями, малым энергопотреблением и при этом невысокой стоимостью.

Конструктивно пьезокерамический преобразователь состоит из металлической пластины сферической формы со слоем пьезоэлектрической керамики и токопроводящим напылением. Подача напряжения на контактные элементы побуждает колебательные движения биморфной конструкции пьезоизлучателя, преобразовывая их в звук. Общий вид представлен на рисунке 2.4, основные технические характеристики – в таблице 2.3.



Рис. 2.4 – Общий вид пьезокерамических преобразователей

Таблица 2.3 – Основные технические характеристики пьезокерамических преобразователей

Параметр	Единица измерения	Значение параметров
Звуковое давление, не менее	дБ	75

Окончание таблицы 2.3

Параметр	Единица измерения	Значение параметров
Резонансная частота	кГц	3-5
Рабочее напряжение	В	5 ± 2
Диаметр	мм	40
Толщина	мм	2

В экспериментальной установке применяется усилитель сигнала звуковой частоты на основе операционных усилителей (ОУ). Интегральная микросхема TDA2030A усилителя низких частот представляет собой Hi-Fi усилитель мощности и обеспечивает большой выходной ток, имеет малые гармонические и интермодуляционные искажения, широкую полосу частот усиливаемого сигнала, очень малый уровень собственных шумов, встроенную защиту от короткого замыкания выхода. Микросхема выполнена в корпусе Pentawatt и имеет 5 выводов. Диапазон питающих напряжений находится в диапазоне ± 6… ± 18 В.

В ходе проведения испытаний звуковой сигнал, проходя от излучателя к приемнику через жидкую среду, затухает, амплитуда напряжения на выходе приемника будет крайне мала. Для обеспечения усиления сигнала используется высококачественный предусилитель на базе ОУ EL2125. Основные технические характеристики представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Основные технические характеристики предварительного усилителя

Параметр	Единица измерения	Значение параметров
Рабочий диапазон частот	МГц	До 180
Напряжение питания	В	± 4,50…± 16,5
Коэффициент нелинейных искажений	%	< 0,001
Скорость нарастания выходного сигнала	В/мс	190
Уровень шума	нВ/√Гц	0,86

В качестве детектора амплитудных сигналов применяется микросхема UA741 STMicroelectronics, позволяющая осуществлять двухполупериодное выпрямление исходного сигнала с последующим сглаживанием пульсаций фильтром, вносящим минимальные частотные искажения в продетектированный сигнал. Основные технические характеристики приведены в таблице 2.6.

Таблиц 2.6 – Основные технические характеристики детектора уровня

Параметр	Единица измерения	Значение параметров
Полоса пропускания	МГц	1
Напряжение питания	В	± 5
Рабочая температура	°С	0–70
Скорость нарастания выходного сигнала	В/мс	0,5

Для предварительной обработки сигнала применяется 32-разрядный микроконтроллер (функциональная схема) STM32F100 компании STM electronics. Основные технические характеристики представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Основные технические характеристики

Параметр	Единица измерения	Значение параметров
Рабочая температура	°С	–40~85
Преобразователи данных	–	A/D 10x12b; D/A 2x12b
Напряжение источника	В	2–3,6
Размер памяти	–	4K x 8
Размер программируемой памяти	–	16KB (16K x 8)
Число вводов/выводов	Шт.	37
Скорость	MHz	24
Размер ядра	Bit	32
Процессор	–	ARM® Cortex-M3™

Общий принцип работы экспериментальной установки представлен на рисунке 2.5



Рис. 2.5 – Общий принцип работы экспериментальной установки

Измерительная система представляет собой ЭВМ с пакетом моделирования MatLab 11, в среде которой была создана программа, представляющая собой блоковый анализатор спектра на базе АЦП Simylink, предназначенная для обработки и отображения спектра свободных колебаний. Внешний интерфейс представлен на рисунке 2.6.

В качестве вспомогательных средств использовались электронные весы марки AD gf 400 для взвешивания образцов трансформаторного масла и лабораторный термометр ТЛ 2 по ГОСТ 215–73 [108] для определения температуры трансформаторного масла.

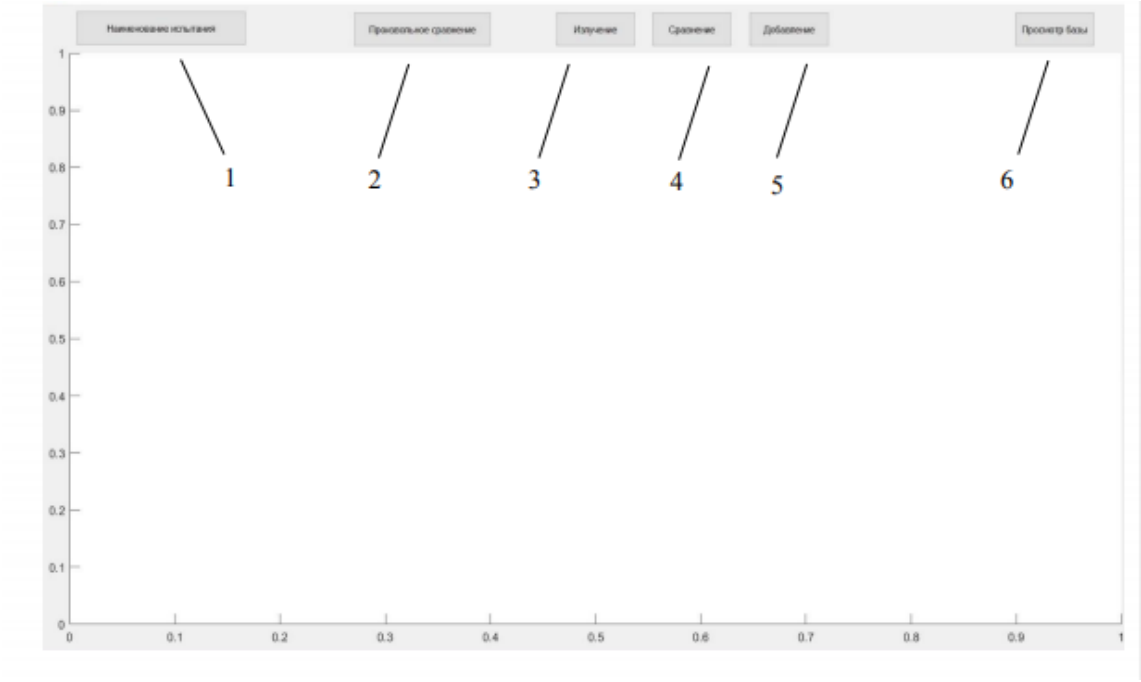


Рис. 2.6 – Внешний интерфейс программы:
1 – наименование испытания, *2* – произвольное сравнение, *3* – излучение, *4* – сравнение, *5* – добавление, *6* – просмотр базы

2.3. Методика исследования влияния увлажненности и целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла

Общий вид методики исследования влияния увлажненности и целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла приведен на рисунке 2.7.

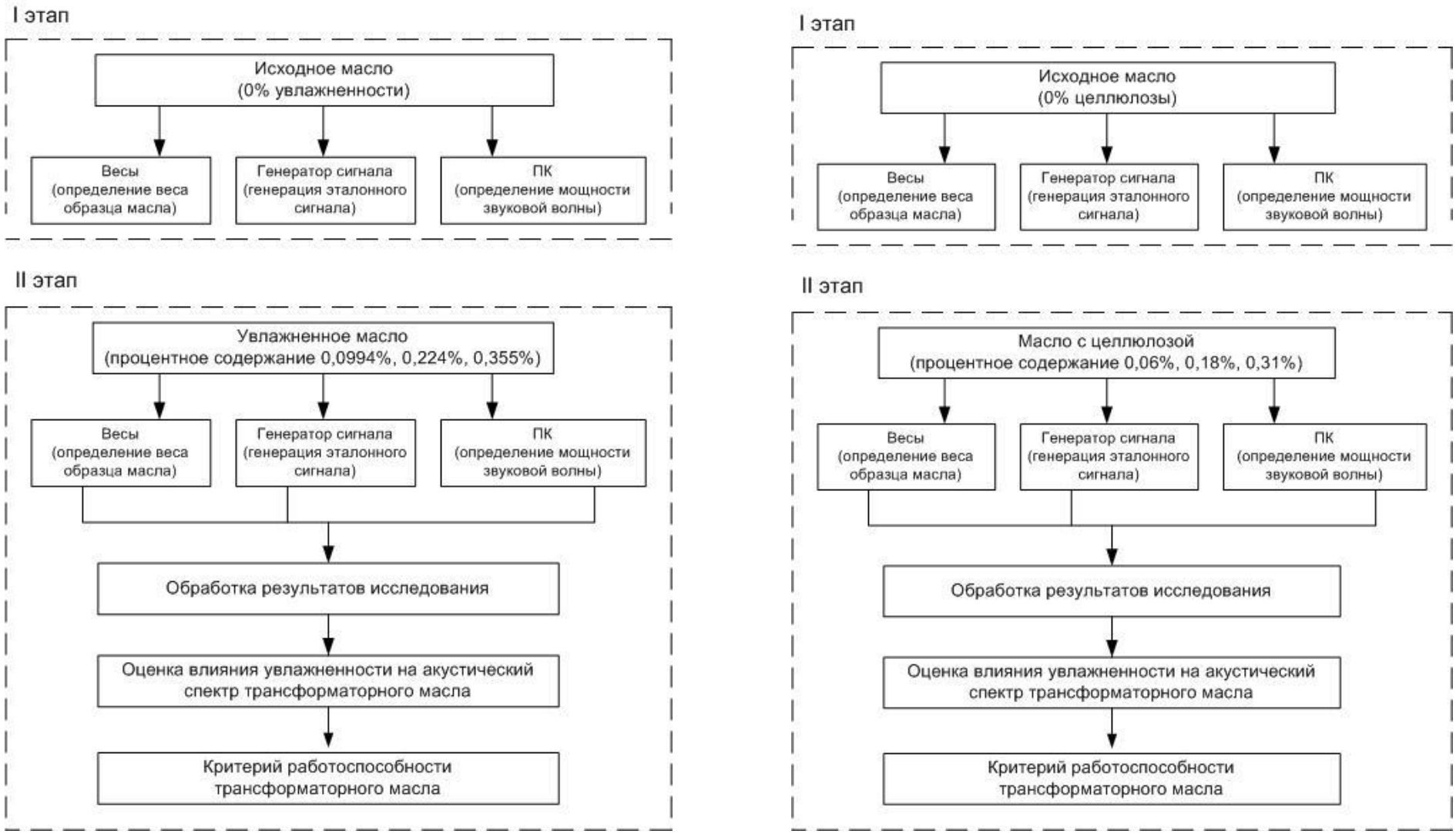
Условия при проведении экспериментов должны соответствовать ГОСТ 8.395–80 [109]:

– температура 20 °С;

– атмосферное давление 760 мм р.ст.;

– относительная влажность 60 %.

Экспериментальные исследования проводились техническим методом по ГОСТ 12.1.027–80 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Определение шумовых характеристик источников шума в реверберационном помещении. Технический метод» [110].



а б

Рис. 2.7 – Блок-схема метода:
а – для исследования влияния увлажненности; б – для исследования влияния целлюлозы

Пробоотбор осуществляется в бутылку емкостью до 0,5 л и выдерживается в течение суток при нормальных условиях окружающей среды. Объем необходимой пробы должен составлять от 380 до 400 г масла, измерение проводится с помощью весов марки AD gf 400.

Перед испытанием определяется температура пробы масла термометром. Температура масла должна составлять 22 °С. При низкой температуре масло нагревается в термостате до достижения требуемой температуры.

На первом этапе определяется вес образца эталонного трансформаторного масла, содержание влаги в котором составляет 0 %, и мощность звуковой волны, прошедшей через него, по 13 частотам в диапазоне от 1 до 10 кГц.

Далее с помощью пипетки по ГОСТ 29227–91 [111] в испытуемый образец масла добавлялась влага. Полученная смесь взвешивалась с помощью весов марки AD gf 400, абсолютная погрешность которых равна ± 0,001 г. Вычисление процентного содержания влаги проводилось по рассмотренной методике в трех точках процентной шкалы. Выбор диапазона обусловлен гигроскопичностью ароматизированных масел.

На первом этапе определялась масса влаги по формуле

$$m_{пр} = m_2 - m_1, \tag{2.1}$$

где m_1 – масса масла без воды;

m_2 – масса масла с водой.

На втором этапе была определена массовая доля влаги по формуле

$$K = (\frac{m_2}{m_1} \cdot 100) - 100, \tag{2.2}$$

Массовая доля вычисляется для каждой из трех точек процентной шкалы.

Допускаемая погрешность определения массовой доли находилась из следующей зависимости:

$$\Delta_{изм} = (\frac{m_{пр} + \Delta_{вес}}{m_1 + \Delta_{вес}} \cdot 100) - (\frac{m_{пр} - \Delta_{вес}}{m_1 - \Delta_{вес}} \cdot 100), \quad (2.3)$$

где $m_{пр}$ – массовая доля влаги в четвертой точке процентной шкалы, характеризирующийся максимальным содержанием влаги;

$\Delta_{вес}$ – погрешность весов.

Методика определения массовой доли целлюлозы аналогична методике определения массовой доли влаги.

Данные по массам трансформаторного масла при отсутствии и в присутствии примесей (по трем точкам процентной шкалы), получившиеся массовые доли примесей и погрешность измерения сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Содержание примесей в образцах трансформаторного масла

Примесь	Влага			Целлюлоза		
Масса трансформаторного масла без примесей, г	383,743			400,942		
Масса трансформаторного масла с примесями, г	384,125	384,608	385,108	401,183	401,664	402,185
Масса примеси, г	0,382	0,865	1,365	0,241	0,722	1,243
Массовые доли примесей, %	0,0994	0,224	0,355	0,06	0,18	0,31
Допускаемая погрешность, г	0,005			0,005		

Далее проводились измерения мощности звуковой волны, прошедшей через образец трансформаторного масла в трех полученных точках процентной шкалы по содержанию влаги: 0,0994 %; 0,224 %; 0,355 %.

Аналогичным методом в другой образец масла добавлялась целлюлоза. Измерения проводились также в трех точках процентной шкалы: 0,06 %; 0,18 %; 0,31 %.

Последующая методика обработки данных представлена в п. 2.4.

2.4. Методика обработки полученных данных

Схема методики обработки экспериментальных данных представлена на рисунке 2.8.



Рис. 2.8 – Методика обработки экспериментальных данных

1. Определение значимости влияния примесей, содержащихся в трансформаторном масле, на его акустический спектр

На первом этапе была выдвинута следующая гипотеза: примеси, находящиеся в трансформаторном масле, влияют на изменение его акустического спектра. Для подтверждения или опровержения выдвинутой гипотезы применяется метод дисперсионного анализа, где с помощью критериев значимости проверяются гипотезы об абсолютных значениях параметров или о соотношениях между ними для генеральных совокупностей с известной (с точностью до параметров) функцией распределения вероятностей.

Для проверки значимости вычисляется *t*-критерий Стьюдента для независимых выборок. В качестве независимых выборок учитывались результаты экспериментов по эталонному (0 % примесей) и отработанному (с различными примесями) трансформаторным маслам.

Для каждой выборки определяются среднее арифметическое *M*, стандартное отклонение σ и количество опытов в каждой группе *N*.

Математическое ожидание было найдено по формуле:

$$\overline{Y} = \frac{\sum_{i=1}^{n} Y_i}{n}, \tag{2.4}$$

где $\sum_{i=1}^{n} Y_i$ – сумма всех значений в распределении;

n – количество значений.

Стандартное отклонение было вычислено по формуле

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (Y_i - \overline{Y})^2}{n-1}}, \tag{2.5}$$

где Y_i – значения в распределении;

$\overline{Y}$ – математические ожидание;

n – количество значений.

Количество опытов в каждой группе n = 3.

Эмпирическое значения по формуле t-критерия Стьюдента для независимых выборок было найдено по формуле

$$t_e = \frac{\left|\overline{Y}_1 - \overline{Y}_2\right|}{\sqrt{\frac{\sigma_1^2}{N_1} + \frac{\sigma_2^2}{N_2}}}, \tag{2.6}$$

где $\overline{Y_1}$ – математическое ожидание первой выборки;

$\overline{Y_2}$ – математическое ожидание второй выборки;

σ_1 – стандартное отклонение первой выборки;

σ_2 – стандартное отклонение второй выборки;

N_1 – объем первой выборки;

N_2 – объем второй выборки.

Для получения критического значения коэффициента Стьюдента были определены степени свободы

$$df = N_1 - N_2 - 2, \tag{2.7}$$

где N_1 - объем первой выборки;

N_2 – объем второй выборки.

Учитывая полученное значение степеней свободы, по табличным данным определяется критическое значение коэффициента Стьюдента $t_{кр}$, которое сравнивается с эмпирическим значением. Если сохраняется условие $t_e \geq t_{кр}$, то гипотеза принимается, в обратном случае гипотеза отвергается.

Если условие значимости выполняется, а нулевая гипотеза принимается, значит, примеси, находящееся в трансформаторном масле, влияют на его акустический спектр. На следующем этапе определяется значимость влияния каждого из исследуемых факторов (влага и целлюлоза) на акустический спектр трансформаторного масла.

2. Определение значимости влияния влаги и целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла

Значимость влаги как фактора, влияющего на акустический спектр трансформаторного масла, была установлена на каждой из 13 исследуемых частот с помощью вычисления *t*-критерий Стьюдента для следующих выборок:

– выборка 1 при концентрации влаги 0 %;

– выборка 2 при концентрации влаги 0,0994 %;

– выборка 3 при концентрации влаги 0,224 %;

– выборка 4 при концентрации влаги 0,355 %.

В процессе анализа последовательно сравниваются результаты экспериментов при отсутствии влаги (выборка 1) с результатами экспериментов в

точках процентной шкалы в присутствии влаги 0,0994 % (выборка 2), 0,0224 % (выборка 3) и 0,355 % (выборка 4) соответственно.

Аналогичным образом определяется значимость влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла. К независимым выборкам соответственно относятся:

– выборка 1 при содержании целлюлозы 0 %;

– выборка 2 при содержании целлюлозы 0,06 %;

– выборка 3 при содержании целлюлозы 0,188 %;

– выборка 4 при содержании целлюлозы 0,31 %.

В процессе анализа последовательно сравниваются результаты экспериментов при отсутствии целлюлозы (выборка 1) с результатами экспериментов в точках процентной шкалы в присутствии целлюлозы 0,06 % (выборка 2), 0,18 % (выборка 3) и 0,31 % (выборка 4) соответственно.

Для значений, соответствующих одной точке процентной шкалы, определяются среднее арифметическое $\bar{Y}$ по формуле (2.4), стандартное отклонение σ по формуле (2.5) и количество опытов в группе $N = 3$.

Если условие значимости не выполняется, то есть эмпирическое значение критерия Стьюдента меньше или равно критическому его значению ($t_e \leq t_{кр}$), то факторы не являются значимыми для объема экспериментальных данных. Если условие значимости выполняется, то есть $t_e \geq t_{кр}$, то влага и целлюлоза являются значимыми факторами, влияющими на частотный спектр трансформаторного масла. На следующем этапе для значимых факторов на каждой частоте в диапазоне от 1 до 10 кГц определяются коэффициенты корреляции.

3. Определение коэффициентов корреляции

Для каждой примеси на каждой частоте в диапазоне от 1 до 10 кГц определяется коэффициент корреляции по формуле

$$r = b_i \cdot \sqrt{\frac{n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 - (\sum_{i=1}^{n} X_i)^2}{n \cdot \sum_{i=1}^{n} Y_i^2 - (\sum_{i=1}^{n} Y_i)^2}}, \qquad (2.8)$$

где b_i – коэффициент регрессии, определяемый по формуле (2.9);

X_i – значение концентрации примеси;

Y_i – мощность звуковой волны;

n – количество измерений.

Коэффициент регрессии, необходимый для расчета коэффициента корреляции, рассчитывается по формуле

$$b_i = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i \cdot Y_i - (\sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} Y_i)}{n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 - (\sum_{i=1}^{n} X_i)^2}, \quad (2.9)$$

где X_i – значение концентрации примеси;

Y_i – мощность звуковой волны;

n – количество измерений.

Также на каждой частоте для средних значений мощности звуковой волны определяется средний коэффициент корреляции и средний коэффициент регрессии b_i.

4. Выбор несущих частот

По наиболее высокому значению полученных коэффициентов корреляции выбирается несущая частота, ответственная за содержание той или иной примеси. Для средних значений мощности звуковой волны, полученных на этой частоте, составляется соответствующее уравнение регрессии, вид которого определяется по тому, близок коэффициент корреляции к единице или нет. Если коэффициент корреляции стремится к единице, то зависимость мощности звуковой волны от концентрации примеси является линейной. В обратном случае зависимость имеет более сложный характер.

Для более полного анализа влияния примесей возможно использование дополнительных вспомогательных частот, для которых также составляется уравнение регрессии. Однако, в случае если результаты на несущих частотах и вспомогательных частота разнятся, то ориентироваться необходимо на результаты,

полученные на несущих частотах.

5. Составление уравнений регрессии для несущих и вспомогательных частот, ответственных за содержание примесей

Уравнение линейной регрессии имеет вид

$$Y = b_0 + b_i \cdot X\,, \tag{2.10}$$

где b_0 – коэффициент регрессии, определяемый по (2.11);

b_i – коэффициент регрессии, определяемый по (2.9);

X – значение концентрации примеси.

Значения коэффициента регрессии b_0 рассчитывается формуле:

$$b_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} Y_i - (b_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i)}{n}, \tag{2.11}$$

где b_i – коэффициент регрессии, определяемый по (2.9);

X_i – значение концентрации примеси;

Y_i – мощность звуковой волны.

Если коэффициент корреляции не близок к единице, то вместо уравнения линейной регрессии составляется уравнение регрессии второго порядка

$$Y = b_0 + b_1 \cdot X + b_2 \cdot X^2\,, \tag{2.12}$$

где b_0 – коэффициент регрессии, определяемый по (2.13);

b_1 – коэффициент регрессии, определяемый по (2.14);

b_2 – коэффициент регрессии, определяемый по (2.15);

X – значение концентрации примеси.

Коэффициенты регрессии находились по следующим формулам

$$b_0 = \frac{\Delta_{b_0}}{\Delta}\,; \tag{2.13}$$

$$b_1 = \frac{\Delta_{b_1}}{\Delta}\,; \tag{2.14}$$

$$b_2 = \frac{\Delta_{b_2}}{\Delta}; \tag{2.15}$$

где Δ – величина, определяемая по (2.16);

Δ_{b_i}- величины, определяемые по формулам (2.17)–(2.19):

$$\Delta = \begin{pmatrix} 1 & m_x & a_2 \\ m_x & a_2 & a_3 \\ a_2 & a_3 & a_4 \end{pmatrix}; \tag{2.16}$$

$$\Delta_{b_0} = \begin{pmatrix} m_y & m_x & a_2 \\ a_{11} & a_2 & a_3 \\ a_{21} & a_3 & a_4 \end{pmatrix}; \tag{2.17}$$

$$\Delta_{b_1} = \begin{pmatrix} 1 & m_y & a_2 \\ m_x & a_{11} & a_3 \\ a_2 & a_{21} & a_4 \end{pmatrix}; \tag{2.18}$$

$$\Delta_{b_2} = \begin{pmatrix} 1 & m_x & m_y \\ m_x & a_2 & a_{11} \\ a_2 & a_3 & a_{21} \end{pmatrix}, \tag{2.19}$$

где m_x – член матрицы

$$m_x = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i; \tag{2.20}$$

m_y – член матрицы

$$m_y = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} Y_i; \tag{2.21}$$

a_2 – член матрицы

$$a_2 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i^2 ; \qquad (2.22)$$

a_3 – член матрицы

$$a_3 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i^3 ; \qquad (2.23)$$

a_4 – член матрицы

$$a_4 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i^4 ; \qquad (2.24)$$

a_{11} – член матрицы

$$a_{11} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i \cdot Y ; \qquad (2.25)$$

a_{21} – член матрицы

$$a_{21} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i^2 \cdot Y , \qquad (2.26)$$

где X_i – значение концентрации примеси;

Y – среднее значение функции отклика, определяемое по (2.2);

n – количество измерений.

6. Определение адекватности полученных моделей

Проверка адекватности полученной модели является важнейшей задачей анализа уравнений регрессии. Адекватность модели – это степень соответствия полученной модели тому реальному процессу, для описания которого она вводится. В данном случае понимается степень соответствия уравнения регрессии экспериментальным данным. Только после проверки адекватности модели можно делать какие-либо выводы и принимать обоснованные решения.

Для осуществления проверки адекватности составленных уравнений регрессии необходимо, чтобы число степеней свободы было больше нуля:

$$k = N - m - 1, \tag{2.27}$$

где N – число точек, в которых были проведены эксперименты;

m – число коэффициентов регрессии.

Метод наименьших квадратов не может быть применен при отрицательном числе степеней свободы, когда $k < 1$ при $(N < m+1)$. При $k = 0$ уравнение регрессии может быть получено, однако статистический анализ этого уравнения провести невозможно, так как для проверки адекватности модели не остается степеней свободы. При $k > 0$ проверка адекватности модели возможна, так как для этого остаются степени свободы.

Проверка адекватности регрессионной модели основана на сравнении рассеивания экспериментальных значений наблюдаемой переменной относительно линии регрессии с рассеиванием этих значений относительно своих математических ожиданий. Дисперсия воспроизводимости σ_y^2 характеризует рассеивание экспериментальных значений относительно математического ожидания. Остаточную сумму квадратов отклонений экспериментальных значений выходной переменной от линии регрессии S_R применяют для характеристики рассеивания опытных точек относительно линии регрессии:

$$S_R = \sum_{i=1}^{N} (y_i - y_i^*)^2 , \tag{2.28}$$

где y_i – значение выходной переменной, полученное в i-м эксперименте;

y_i^* - значение выходной переменной по уравнению регрессии.

Чем выше эта сумма, тем больше рассеивание экспериментальных точек относительно линии регрессии. Если разделить S_R на число степеней свободы k, то величина S_R уже не будет зависеть от числа экспериментов N и будет называться остаточной дисперсией (или дисперсией адекватности):

$$\sigma_R^2 = \frac{S_R}{k}, \qquad (2.29)$$

где S_R – остаточная сумма квадратов отклонений;

k – число степеней свободы.

Остаточная дисперсия характеризует рассеивание экспериментальных точек относительно линии регрессии.

Для сопоставления рассеивания экспериментальных точек относительно линии регрессии с рассеиванием этих точек относительно своих математических ожиданий следует сравнить остаточную дисперсию σ_R^2 с дисперсией воспроизводимости σ_y^2, определяемой по формуле

$$\sigma_y^2 = \frac{y_i^2 - \bar{y}^2}{N} \quad . \qquad (2.30)$$

Для сравнения используется эмпирическое значение F-отношения Снедекора – Фишера:

$$F(k_1, k_2) = \frac{\sigma_R^2}{\sigma_y^2}. \qquad (2.31)$$

Задаваясь уровнем значимости 95 % ($\alpha = 0{,}05$) по числу степеней свободы $k_1 = N - m - 1$ для вычисленной остаточной дисперсии и k_2 – для дисперсии воспроизводимости, получают табличное значение F-распределения. Выдвинутая гипотеза об адекватности уравнения регрессии принимается, если сохраняется следующее равенство

$$f^*(k_1, k_2) < f_\alpha (k_1, k_2), \qquad (2.32)$$

где $f^*(k_1, k_2)$ – эмпирическое значение F-отношения, определяемое по (2.31)

$f_\alpha (k_1, k_2)$ – табличное значение.

В обратном случае регрессионную модель считают неадекватной.

Число степеней свободы k_2 для дисперсии воспроизводимости определяется исходя из формул, по которым оценивалась эта дисперсия. При этом числа

степеней свободы k_1 и k_2 выбирают с учетом следующих условий. Если остаточная дисперсия σ_R^2 оказалась больше дисперсии воспроизводимости σ_y^2, то принимают $k_1 = N - m - 1$ и k_2, равное числу степеней свободы, при котором получена оценка дисперсии воспроизводимости. Если же большим оказалось значение дисперсии воспроизводимости, то принимают k_1, равное числу степеней свободы для дисперсии воспроизводимости, и $k_2 = N - m - 1$. Для вычислении значения F-отношения в числитель дроби подставляют большую оценку дисперсии, гипотезу о равенстве дисперсий не принимают, если окажется, что эмпирическое значение (f^*) больше табличного (f_α).

Список неизвестных параметров модели парной регрессии не ограничивается только коэффициентами уравнения. Есть еще один неизвестный параметр – это дисперсия ошибки, без которой проведение анализа в полном объеме становится невозможным.

На практике значение дисперсии ошибки бывает известно крайне редко, поэтому, как и в случае с коэффициентами регрессии, используют ее оценку. Для ее оценивания используются остатки модели, то есть отклонения наблюдаемых значений отклика от предсказанных по уравнению модели. Получаем:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-2}\sum_{i=1}^{n} e_i^2 = \frac{1}{N-2}\sum_{i=1}^{n}(y_i - y_i^*), \qquad (2.33)$$

где e_i – остатки модели;

y_i – значение выходной переменной, полученное в i-м эксперименте;

y_i^* – значение выходной переменной по уравнению регрессии.

Эмпирическое уравнение близко к теоретическому в случае, чем меньше стандартная ошибка.

Также для анализа адекватности рассчитывают коэффициент детерминации, который показывает долю вариации результативного признака, находящегося под воздействием изучаемых факторов, то есть определяет, какая доля вариации признака Y учтена в модели и обусловлена влиянием на него факторов, включенных в модель. Коэффициент детерминации находится по формуле

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n}(y_i - y_i^*)^2}{\sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2}, \qquad (2.34)$$

где y_i – значение выходной переменной, полученное в i-м эксперименте;

y_i^* - значение выходной переменной по уравнению регрессии;

$\bar{y}$ - среднее значение выходной переменной.

Коэффициент детерминации всегда принимает значение от 0 до 1. Чем ближе значение к 1, тем выше степень зависимости, что интерпретируется как соответствие модели данным. Коэффициент детерминации должен быть не менее 50 %, чтобы назвать модель приемлемой. Модели с коэффициентом детерминации выше 80 % можно признать достаточно хорошими. Значение коэффициента детерминации 1 означает функциональную зависимость между переменными.

Методика определения массовой доли влаги и целлюлозы в трансформаторных маслах акустическим методом представлена в приложении 3.

2.5 Выводы по второй главе

1. В качества объекта исследования обоснована марка трансформаторного масла Т-1500.

2. Представлена экспериментальная установка для контроля спектральной полосы звуковой мощности от концентрации примесей в трансформаторном масле.

3. Обоснованы точки процентной шкалы массовой доли примесей в образцах трансформаторного масла и предложена методика исследования.

4. Предложена методика обработки полученных данных.

ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ТРАСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

3.1. Определение значимости влияния примесей на акустический спектр трансформаторного масла

Для определения значимости влияния примесей, находящихся в трансформаторном масле, на его акустический спектр исследовались образец эталонного трансформаторного масла, где не содержатся примесей, и образец отработанного трансформаторного масла.

В ходе исследования были проведены три опыта по измерению мощности звуковой волны, прошедшей через образцы, в диапазоне от 1 до 10 кГц (13 частот). Результаты исследований сведены в таблице 3.1, где указаны опыты, ресурсное состояние масла при исследовании (эталонное или отработанное), исследуемые частоты и полученные значения мощности звуковой волны.

Таблица 3.1 – Акустические спектры эталонного и отработанного трансформаторных масел

Частота, кГц	Ресурсное состояние масла	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3
		Мощность звуковой волны, $\cdot 10^{-9}$ Вт		
1	Эталонное	1	1	1,05
	Отработанное	190	190	198,2
1,2	Эталонное	3,15	3	2,9
	Отработанное	24,8	24	25
1,4	Эталонное	4,8	5	4,9
	Отработанное	1 195	1 190	1 200
1,6	Эталонное	7,26	7	7,3
	Отработанное	1 750	1 750	1 820,7
2	Эталонное	10	10	10
	Отработанное	5	5,5	5,5
2,5	Эталонное	1	1	1,02

Окончание таблицы 3.1

Частота, кГц	Ресурсное состояние масла	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3
		Мощность звуковой волны, $\cdot 10^{-9}$ Вт		
2,5	Отработанное	136,8	135	141,7
3	Эталонное	2,05	2	2,1
	Отработанное	9,97	10,2	10,68
4	Эталонное	5,98	6	6,02
	Отработанное	102,3	102	99,6
5	Эталонное	41,4	40	38,2
	Отработанное	60	60	57,9
6	Эталонное	50,1	50	52,3
	Отработанное	24,9	26	26,9
7	Эталонное	34,5	35	33,25
	Отработанное	58,75	56	56,2
8	Эталонное	1	1	0,95
	Отработанное	6,7	6,5	6,82
10	Эталонное	0,1	0,1	0,1
	Отработанное	14,17	13,5	13,8

Визуализация частотных спектров эталонного и отработанного трансформаторных масел, указанных в таблице 13, для каждого опыта приведены на рисунках 3.1–3.3.

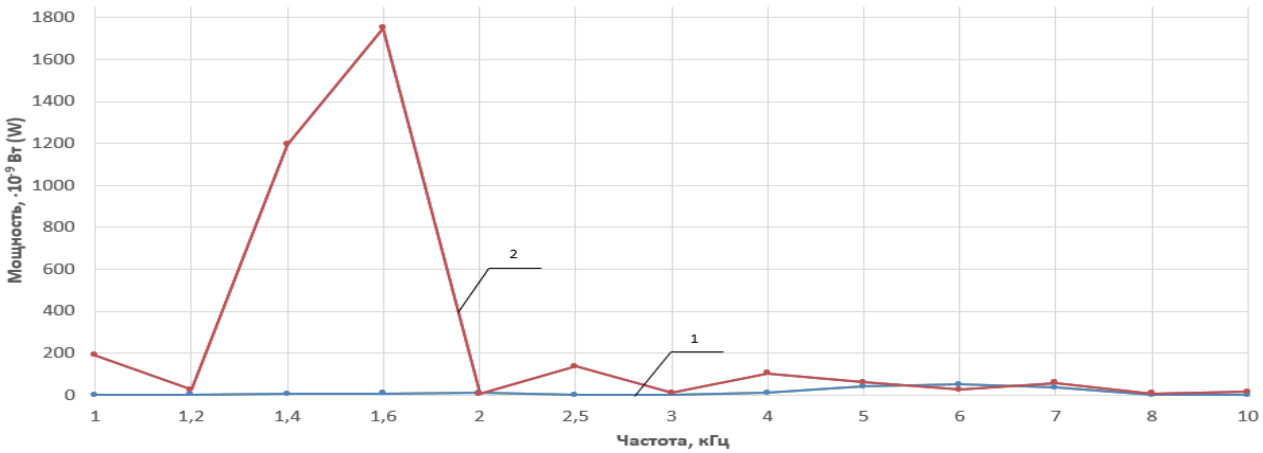


Рис. 3.1 – Акустические спектры эталонного и отработанного трансформаторных масел, полученные в опыте 1: *1* – эталонное масло, *2* – отработанное масло

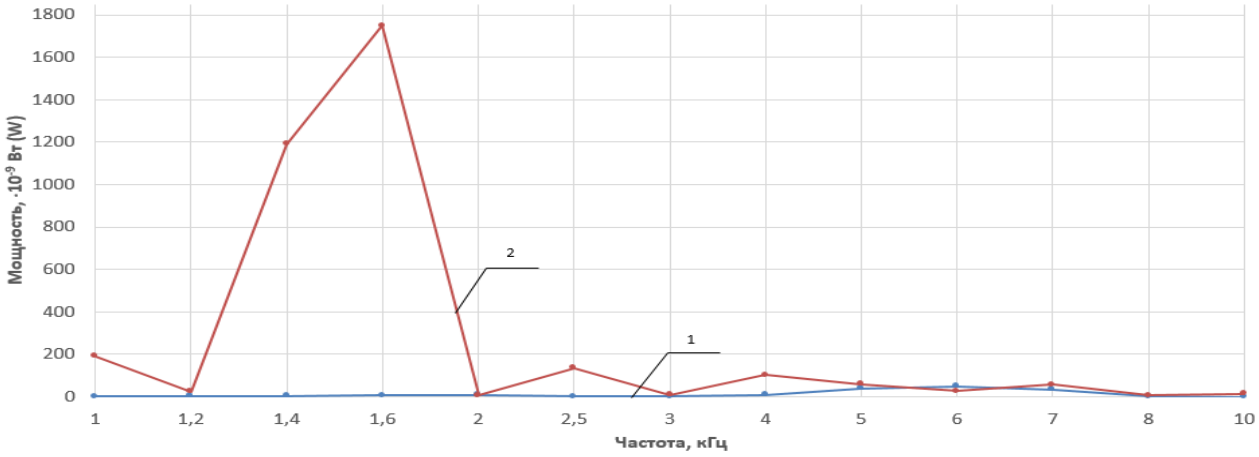


Рис. 3.2 – Акустические спектры эталонного и отработанного трансформаторных масел, полученные в опыте 2: *1* – эталонное масло, *2* – отработанное масло

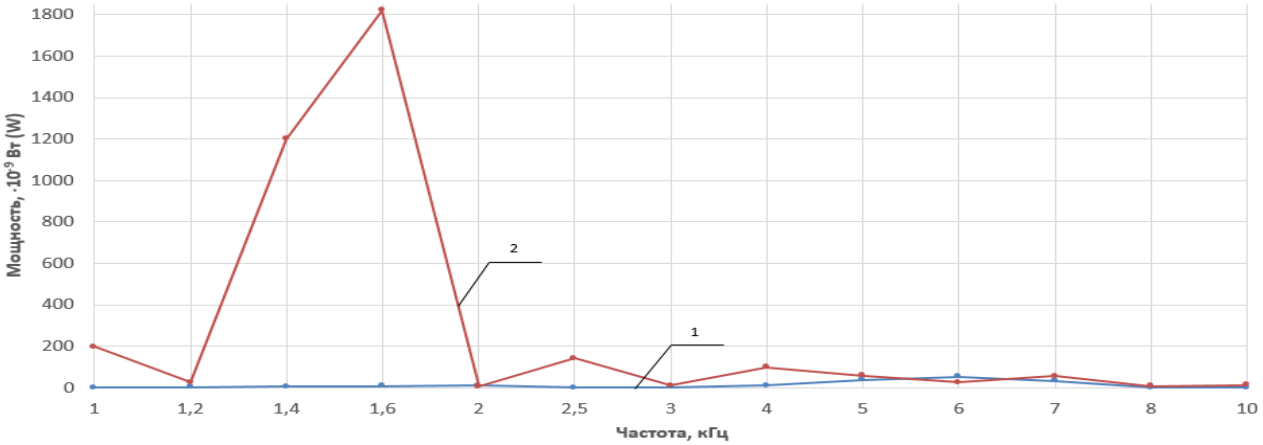


Рис. 3.3 – Акустические спектры эталонного и отработанного трансформаторных масел, полученные в опыте 3: *1* – эталонное масло, *2* – отработанное масло

Из рисунков 3.1–3.3 следует, что спектры эталонного трансформаторного масла, не содержащего какие-либо примеси и бывшего в эксплуатации отработанного трансформаторного масла значительно различаются. На основании этого выдвигается нулевая гипотеза о том, что примеси, находящиеся в трансформаторном масле, могут влиять на изменение его акустического спектра и устанавливается значимость влияния примесей. Проверка гипотезы проводилась согласно п. 1 методики обработки экспериментальных данных.

В качестве независимых выборок использовались результаты измерения мощности звуковой волны, прошедшей через образец эталонного трансформаторного масла (выборка 1) и образец отработанного трансформаторного масла (выборка 2), приведенные в таблице 3.1.

На первом этапе на каждой из тринадцати частот в диапазоне от 1 до 10 кГц для каждой из выборок определялись: математические ожидания по формуле (2.4), стандартные отклонения по формуле (2.5) и объемы выборок. Данные сведены в таблицу 3.2, в которой каждой частоте и выборке соответствуют полученные значения математического ожидания M, стандартного отклонения σ и объема выборки N.

Таблица 3.2 – Математические ожидания, стандартные отклонения и объемы выборки для исследования значимости влияния примесей на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Выборка	Математическое ожидание $\bar{Y}$ $\cdot 10^{-9}$ Вт	Стандартное отклонение σ $\cdot 10^{-9}$ Вт	Объем выборки N
1	Выборка 1	1,017	0,029	3
	Выборка 2	192,733	4,734	3
1,2	Выборка 1	3,017	0,126	3
	Выборка 2	24,6	0,529	3
1,4	Выборка 1	4,9	0,1	3
	Выборка 2	1 195	5	3
1,6	Выборка 1	7,187	0,163	3
	Выборка 2	1 773,57	40,82	3
2	Выборка 1	10	0	3
	Выборка 2	5,33	0,28	3
2,5	Выборка 1	1,007	0,012	3
	Выборка 2	137,8	3,467	3
3	Выборка 1	2,05	0,05	3
	Выборка 2	102,8	0,362	3
4	Выборка 1	6,00	0,02	3
	Выборка 2	101,3	1,48	3
5	Выборка 1	39,87	1,604	3
	Выборка 2	59,3	1,212	3
6	Выборка 1	50,80	1,3	3
	Выборка 2	25,93	1,002	3

Окончание таблицы 3.2

Частота, кГц	Выборка	Математическое ожидание $\bar{Y}$ $\cdot 10^{-9}$ Вт	Стандартное отклонение σ $\cdot 10^{-9}$ Вт	Объем выборки N
7	Выборка 1	34,25	0,901	3
	Выборка 2	56,98	1,533	3
8	Выборка 1	0,983	0,029	3
	Выборка 2	6,673	0,162	3
10	Выборка 1	0,1	0	3
	Выборка 2	13,82	0,356	3

Данные, полученные в таблице 3.2, использовались для определения на каждой из исследуемых частот эмпирических значений t-критерия Стьюдента по формуле (2.6), значений степеней свободы по формуле (2.7), критических значений критерия Стьюдента при уровне значимости 95 % по табличным данным. Результаты сведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Эмпирические значения критерия Стьюдента, значения степеней свободы, критические значения критерия Стьюдента для исследования значимости влияния примесей на акустический спектр трансформаторного масла

Выборка	Частоты, кГц												
	1	1,2	1,4	1,6	2	2,5	3	4	5	6	7	8	10
	Эмпирическое значение критерия Стьюдента t_e												
Выборки 1 и 2	70,14	68,73	412,18	74,95	28,00	68,35	39	111,53	16,74	26,24	22,14	60,01	70,83
Степени свободы df										4			
Критическое значение критерия Стьюдента при p=0,05 $t_{кр}$										2,776			

Визуализация полученных эмпирических и критических значений критерия Стьюдента приведена на рисунке 3.4.

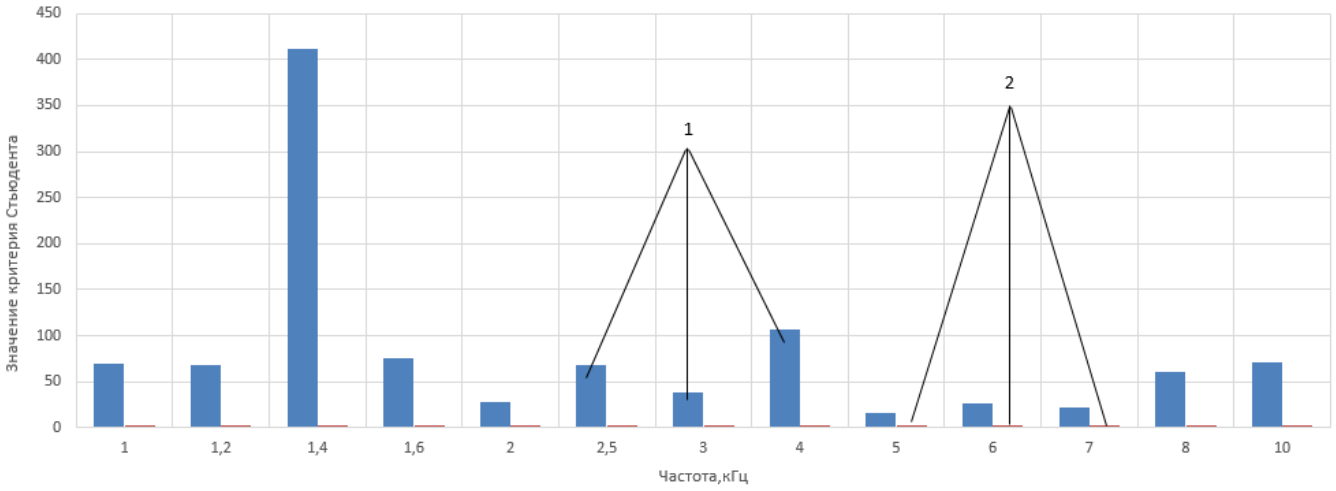


Рис. 3.4 – Значения критериев Стьюдента для исследования значимости влияния примесей на акустический спектр трансформаторного масла:

1 – эмпирические значения; *2* – критические значения

Исходя из данных, приведенных в таблице 3.3 и на рисунке 3.4, эмпирические значения критерия Стьюдента на всех частотах значительно превышают критическое значение критерия Стьюдента, то есть сохраняется соотношение $t_e > t_{кр}$. Следовательно, нулевая гипотеза принимается, и с вероятностью 95 % можно заключить, что примеси, находящиеся в трансформаторном масле, влияют на его акустический спектр.

3.2. Установление зависимости влияния увлажненности на акустический спектр трансформаторного масла

Для исследования влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла проводились эксперименты по измерению мощности звуковой волны, прошедшей через образец трансформаторного при отсутствии и в присутствии в нем влаги. В таблицу 3.4 сведены данные трех опытов по измерению мощности звуковой волны в ваттах на каждой из тринадцати исследуемых частот в диапазоне от 1 до 10 кГц и в одной из четырех точек процентной шкалы, отражающих концентрацию влаги в образце масла (0 %, 0,0994 %, 0,224 %, 0,355 %).

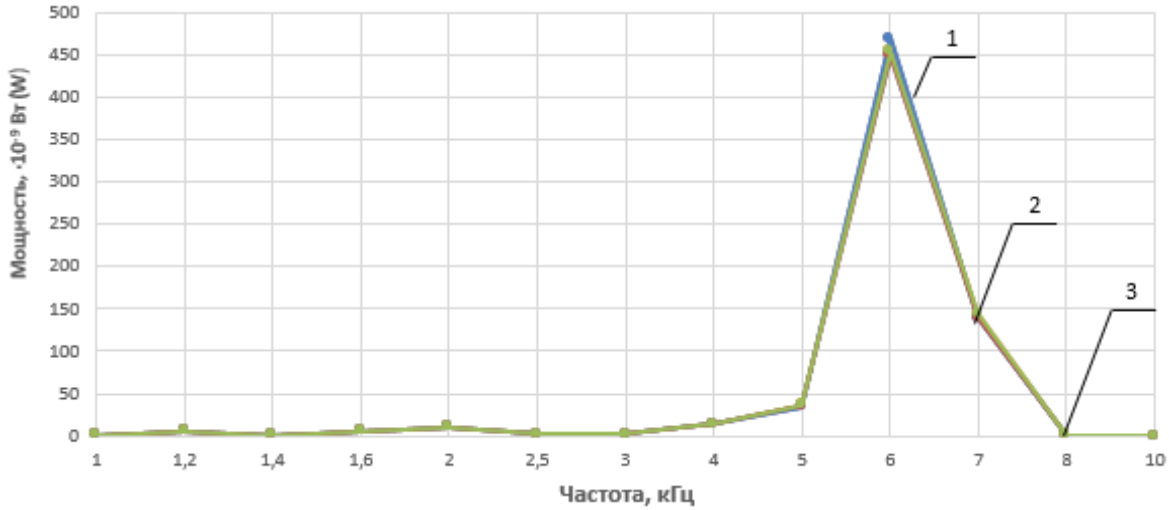
Таблица 3.4 – Значения мощности звуковой волны в зависимости от концентрации влаги, полученные экспериментальным путем

Частота, кГц	Концентрация влаги, %	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3
		Мощность звуковой волны, $\cdot 10^{-9}$ Вт		
1	0	1,03	1	1,05
	0,0994	4,08	4	4,12
	0,224	5,82	6	6,3
	0,355	2,1	2	2,04
1,2	0	5,2	5	5,2
	0,0994	1,6	1,5	1,58
	0,224	19,9	20	20,6
	0,355	20,5	20	21
1,4	0	0,96	1	0,95
	0,0994	2,91	3	3
	0,224	1,05	1	1,04
	0,355	0,42	0,4	0,42
1,6	0	4,9	5	5,2
	0,0994	9,2	9	8,85
	0,224	2,6	2,5	2,6
	0,355	1,38	1,4	1,33
2	0	10,02	10	10,05
	0,0994	8,1	8	8,3
	0,224	1,9	2	2,1
	0,355	1,05	1	1
2,5	0	2,05	2	2,1
	0,0994	0,98	1	1,02
	0,224	3,6	3,5	3,35
	0,355	0,1	0,1	0,1
3	0	2	2	1,95
	0,0994	3,1	3	3,05
	0,224	3,9	4	3,8
	0,355	1,13	1,2	1,1

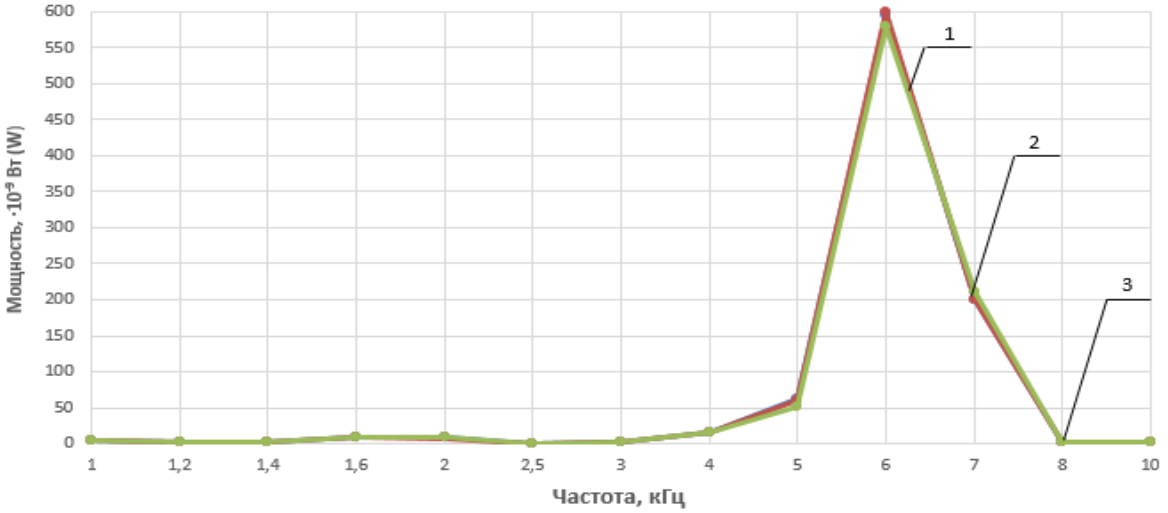
Окончание таблицы 3.4

Частота, кГц	Концентрация влаги, %	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3
		Мощность звуковой волны, $\cdot 10^{-9}$ Вт		
4	0	6	6	5,96
	0,0994	15,3	15	15,1
	0,224	20,2	20	19,8
	0,355	4,14	4,2	4,35
5	0	33,7	35	36,6
	0,0994	62,4	60	51,8
	0,224	72,6	70	68,7
	0,355	497	500	517
6	0	470	450	455
	0,0994	596	600	580
	0,224	4,2	4	4,1
	0,355	388	400	381
7	0	140	140	145
	0,0994	200	200	210
	0,224	4,02	4	3,95
	0,355	102	100	97,8
8	0	1,02	1	1,03
	0,0994	2,1	2	1,95
	0,224	1,49	1,5	1,56
	0,355	2,62	2,5	2,48
10	0	0,04	0	0,03
	0,0994	1,97	2	2,06
	0,224	1,53	1,5	1,47
	0,355	1,01	1	0,96

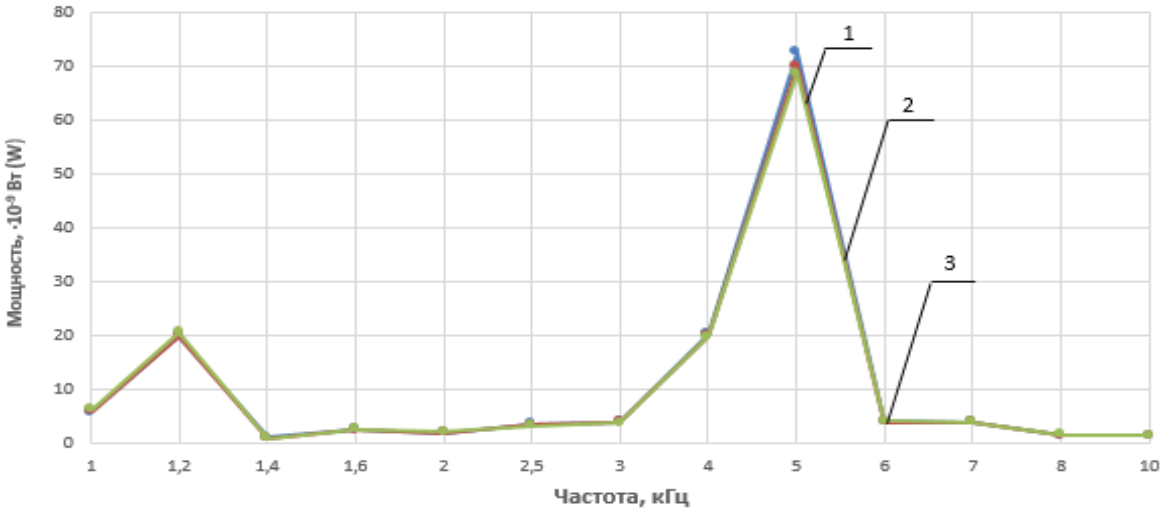
Визуализация экспериментальных зависимостей мощности звуковой волны от концентрации целлюлозы, полученные в каждом из трех опытов на каждой из тринадцати исследуемых частот, приведена на рисунке 3.5.


Мощность, ·10⁻⁹ Вт (W)
500
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
1
1,2
1,4
1,6
2
2,5
3
4
5
6
7
8
10
Частота, кГц
1
2
3

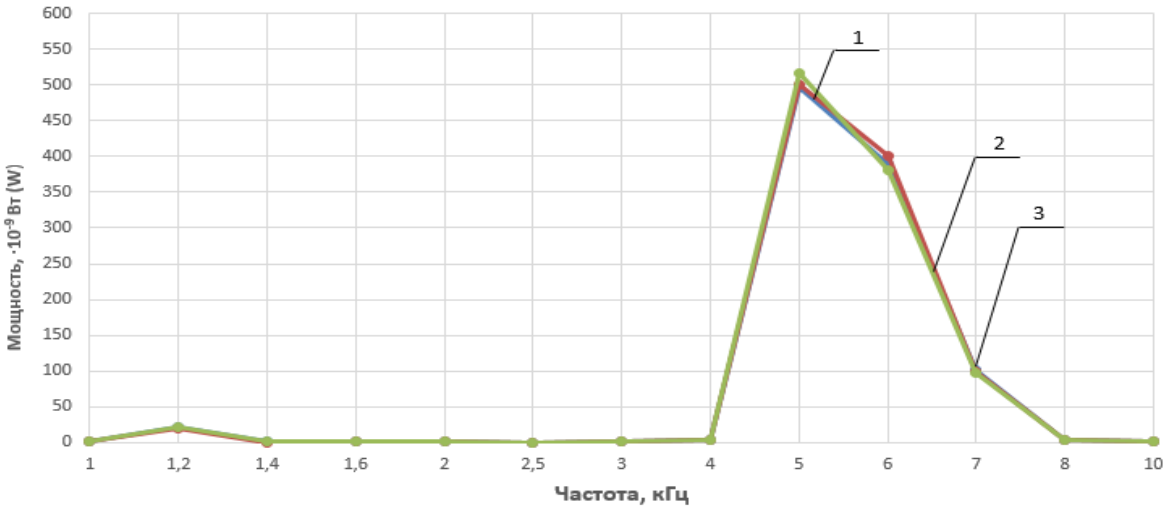
а


Мощность, ·10⁻⁹ Вт (W)
600
550
500
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
1
1,2
1,4
1,6
2
2,5
3
4
5
6
7
8
10
Частота, кГц
1
2
3

б


Мощность, ·10⁻⁹ Вт (W)
80
70
60
50
40
30
20
10
0
1
1,2
1,4
1,6
2
2,5
3
4
5
6
7
8
10
Частота, кГц
1
2
3

в



г

Рис. 3.5 – Экспериментальные зависимости мощности звуковой волны
от концентрации влаги в трансформаторном масле:
а – концентрация влаги 0 %; б – концентрация влаги 0,0994 %; в – концентрация влаги 0,224 %;
г – концентрация влаги 0,355 %, где *1* – опыт 1; *2* – опыт 2; *3* – опыт 3

Обработка полученных экспериментальных данных приводится по указанной в п. 2.4 методике, согласно которой на втором этапе необходимо определить значимость влаги как фактора, влияющего на акустический спектр трансформаторного масла.

В качестве исходных данных для обработки использовались результаты измерения мощности звуковой волны, сведенные в таблице 3.4. В качестве независимых выборок:

– выборка 1 – значения мощности звуковой волны при концентрации влаги 0 % по трем опытам;

– выборка 2 – значения мощности звуковой волны при концентрации влаги 0,0994 % по трем опытам;

– выборка 3 – значения мощности звуковой волны при концентрации влаги 0,224 % по трем опытам;

– выборка 4 – значения мощности звуковой волны при концентрации влаги 0,355 % по трем опытам.

На каждой из тринадцати исследуемых частот в диапазоне от 1 до 10 кГц по формулам (2.4)–(2.5) определялись математические ожидания $\bar{Y}$, стандартные

отклонения σ и объемы выборок N в диапазоне концентрации влаги от 0 до 0,355 % и частот от 1 до 10 кГц. Данные сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Математические ожидания, стандартные отклонения, объемы выборок для исследования значимости влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Выборка	Математическое ожидание $\bar{Y}$, $\cdot 10^{-9}$	Стандартное отклонение σ, $\cdot 10^{-9}$	Объем выборки N
1	Выборка 1	1,03	0,03	3
	Выборка 2	4,07	0,06	3
	Выборка 3	6,04	0,24	3
	Выборка 4	2,05	0,05	3
1,2	Выборка 1	5,13	0,16	3
	Выборка 2	1,56	0,05	3
	Выборка 3	20,17	0,38	3
	Выборка 4	20,5	0,5	3
1,4	Выборка 1	0,97	0,03	3
	Выборка 2	2,97	0,05	3
	Выборка 3	1,03	0,03	3
	Выборка 4	0,41	0,01	3
1,6	Выборка 1	5,03	0,15	3
	Выборка 2	9,02	0,18	3
	Выборка 3	2,57	0,06	3
	Выборка 4	1,37	0,04	3
2	Выборка 1	10,23	0,25	3
	Выборка 2	8,13	0,15	3
	Выборка 3	2,00	0,1	3
	Выборка 4	1,02	0,03	3
2,5	Выборка 1	2,05	0,05	3
	Выборка 2	1,00	0,02	3
	Выборка 3	3,48	0,13	3
	Выборка 4	0,1	0	3
3	Выборка 1	1,98	0,03	3

Окончание таблицы 3.5

Частота, кГц	Выборка	Математическое ожидание $\bar{Y}$, $\cdot 10^{-9}$	Стандартное отклонение σ, $\cdot 10^{-9}$	Объем выборки N
3	Выборка 2	3,05	0,05	3
	Выборка 3	3,9	0,1	3
	Выборка 4	1,14	0,05	3
4	Выборка 1	5,99	0,02	3
	Выборка 2	15,13	0,15	3
	Выборка 3	20	0,2	3
	Выборка 4	4,23	0,11	3
5	Выборка 1	35,09	1,44	3
	Выборка 2	60,17	2,15	3
	Выборка 3	70,43	1,99	3
	Выборка 4	504,7	10,79	3
6	Выборка 1	458,3	10,41	3
	Выборка 2	592	10,58	3
	Выборка 3	4,10	0,1	3
	Выборка 4	389,7	9,6	3
7	Выборка 1	141,8	2,97	3
	Выборка 2	203,3	5,77	3
	Выборка 3	3,99	0,04	3
	Выборка 4	99,93	2,1	3
8	Выборка 1	1,02	0,02	3
	Выборка 2	2,02	0,08	3
	Выборка 3	1,52	0,04	3
	Выборка 4	2,53	0,08	3
10	Выборка 1	0,02	0,02	3
	Выборка 2	2,1	0,05	3
	Выборка 3	1,5	0,03	3
	Выборка 4	0,99	0,03	3

Используя данные таблицы 3.5, определялись эмпирические значения критерия Стьюдента t_e по формуле (2.6). Степени свободы df рассчитывались по формуле (2.7), критическое значение критерия Стьюдента $t_{кр}$ по табличным данным. Полученные значения для независимых выборок 1 и 2, 1 и 3, 1 и 4 в диапазоне частот от 1 до 10 кГц представлены в таблице 3.6.

Визуализация полученных эмпирических и критических значений критерия Стьюдента при исследовании значимости влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла приведена на рисунке 3.6.

Таблица 3.6 – Эмпирические значения критерия Стьюдента, значения степеней свободы, критические значения критерия Стьюдента для исследования значимости влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла

Выборка	Частота, кГц												
	1	1,2	1,4	1,6	2	2,5	3	4	5	6	7	8	10
	Эмпирическое значение критерия Стьюдента t_e												
Выборки 1 и 2 (0 % и 0,0994 % влаги)	79,68	48,73	59,41	29,64	12,36	33,77	32,00	102,55	16,77	15,60	16,42	22,24	68,37
Выборки 1 и 3 (0 % и 0,224 % влаги)	35,62	65,79	2,78	26,16	52,66	18,34	31,90	120,56	24,97	75,59	80,24	21,21	70,04
Выборки 1 и 4 (0 % и 0,355 % влаги)	31,39	51,87	33,40	40,43	63,02	67,55	24,71	27,51	74,75	8,40	19,90	34,01	49,73
Степени свободы										4			
Критическое значение критерия Стьюдента при α = 0,05 $t_{кр}$										2,776			

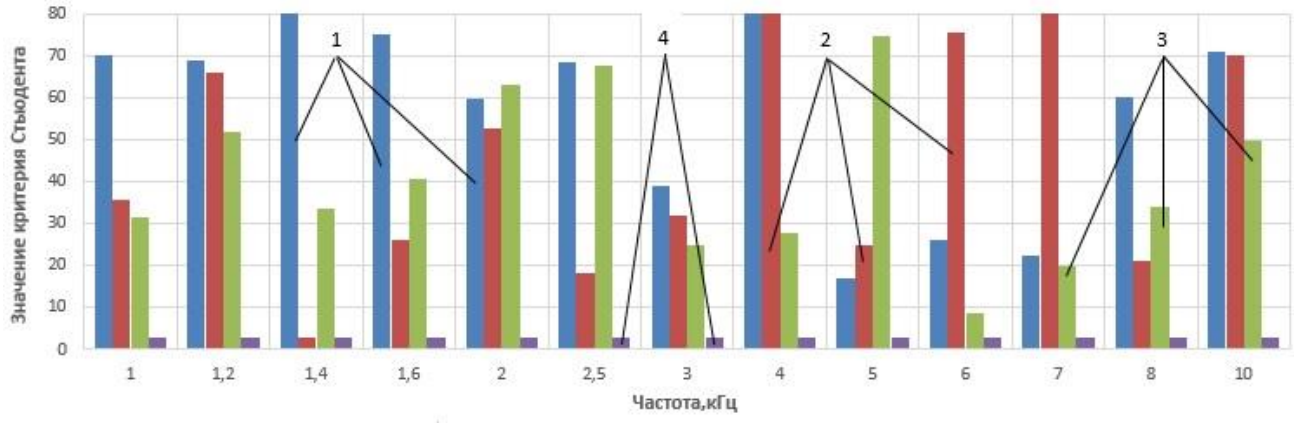


Рис. 3.6 – Значения критериев Стьюдента для исследования значимости влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла:
1 – эмпирические значения выборок 1 и 2; *2* – эмпирические значения выборок 1 и 3; *3* – эмпирические значения выборок 1 и 4; *4* – критические значения

Для каждой частоты и для каждого соотношения независимых выборок эмпирические значения коэффициента Стьюдента в разы превышают его критическое значение, то есть сохраняется условие значимости $t_e > t_{кр}$. Исходя из этого с вероятностью 95 % влага является значимым фактором и оказывает влияние на акустический спектр трансформаторного масла.

На третьем этапе методики обработки экспериментальных данных для выявления несущих частот, ответственных за влагу в трансформаторном масле, необходимо определить коэффициенты корреляции по формуле (2.8). Также необходимо определить средний коэффициент корреляции, который отражает степень близости всей генеральной совокупности значений к линии, используя формулу (2.8), подставляя вместо Y_i средние значения функции отклика. Полученные значения коэффициентов корреляции для каждого опыта и средних значений на каждой из исследуемых частот сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Коэффициенты корреляции при исследовании влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Коэффициент корреляции по экспериментам			Средний коэффициент корреляции
	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	
1	0,25	0,24	0,24	0,24

Окончание таблицы 3.7

Частота, кГц	Коэффициент корреляции по экспериментам			Средний коэффициент корреляции
	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	
1,2	0,86	0,86	0,86	0,86
1,4	–0,46	–0,48	–0,45	–0,46
1,6	–0,68	–0,7	–0,73	–0,7
2	–0,96	–0,96	–0,96	–0,96
2,5	–0,29	–0,3	–0,39	–0,33
3	–0,24	–0,2	–0,24	–0,23
4	–0,06	–0,06	–0,06	–0,06
5	0,84	0,84	0,84	0,84
6	–0,42	–0,38	–0,41	–0,4
7	–0,49	–0,50	–0,53	–0,51
8	0,80	0,79	0,76	0,78
10	0,33	0,32	0,27	0,31

Визуализация значений коэффициентов корреляции приведена на рисунке 3.7.

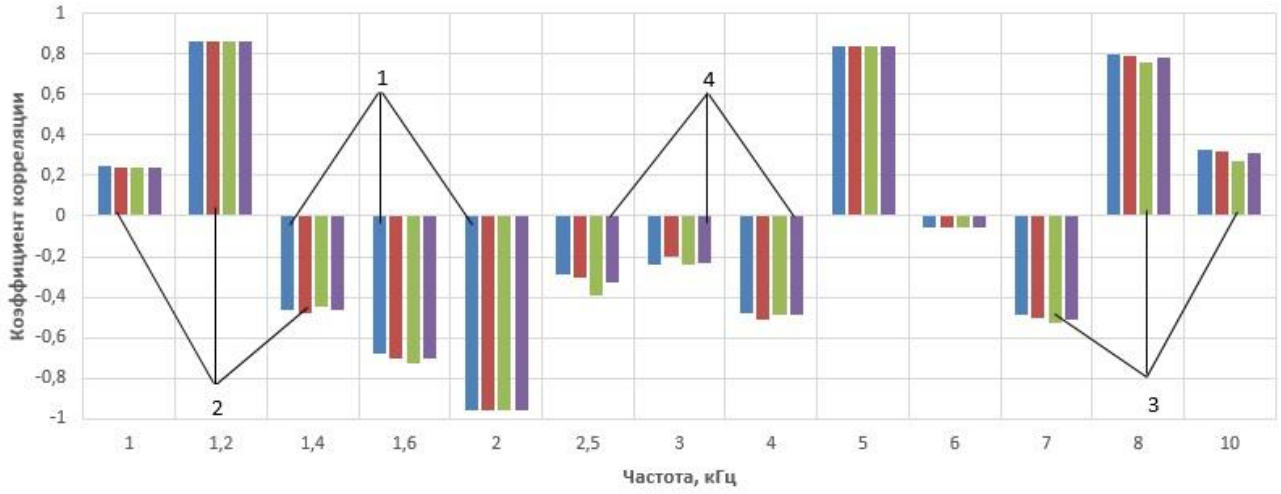


Рис. 3.7 – Коэффициенты корреляции экспериментов в отсутствии и присутствии влаги: *1* – опыт 1; *2* – опыт 2; *3*- опыт 3; *4* – средний

На следующем этапе методики обработки экспериментальных данных по величине коэффициента корреляции необходимо выбрать несущие частоты. На

рисунке 3.7 видно, что наиболее высокое значение коэффициента корреляции (–0,96) на частоте 2 кГц. Так как значение коэффициента корреляции стремится к единице, значит, зависимость мощности звуковой волны от концентрации влаги в трансформаторного масла на этой частоте является линейной, а саму частоту 2 кГц можно считать несущей для характеристики влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла. Для этой частоты проводится регрессионный анализ для уточнения регрессионного уравнения.

На частотах 1,2 и 5 кГц коэффициенты корреляции 0,86 и 0,84 соответственно, что означает стремление зависимости к линейному виду. Для обеспечения возможности более полного анализа влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла для них также были составлены уравнения линейной регрессии.

Уравнения регрессии на несущей частоте 2 кГц и вспомогательных частотах 1,2 и 5 кГц имеют вид (2.10), коэффициенты регрессии определялись по формулам (2.9) и (2.11), данные сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Уравнения регрессии на частотах 1,2, 2 и 5 кГц при исследовании влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Уравнения линейной регрессии
1,2	$Y_{1,2} = 2{,}49 \cdot 10^{-9} + 5{,}66 \cdot 10^{-8} \cdot X$
2	$Y_2 = 10{,}1 \cdot 10^{-9} - 2{,}83 \cdot 10^{-8} \cdot X$
5	$Y_5 = -4{,}07 \cdot 10^{-8} + 1{,}23 \cdot 10^{-6} \cdot X$

На рисунках 3.8–3.10 представлены теоретическая и расчетная зависимости мощности звуковой волны от содержания влаги в трансформаторном масле на несущей частоте 2 кГц и вспомогательных частотах 1,2 и 5 кГц соответственно.

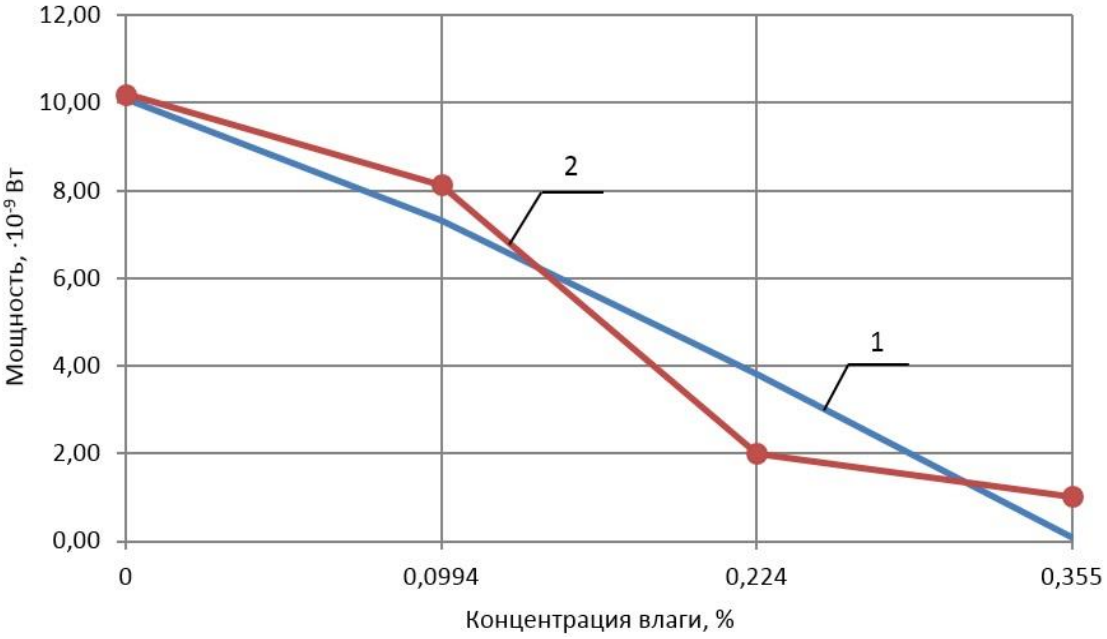


Рис. 3.8 – Теоретическая и расчетная зависимости мощности звуковой волны от содержания влаги на частоте 2 кГц:
1 – теоретическая зависимость; *2* – экспериментальная зависимость

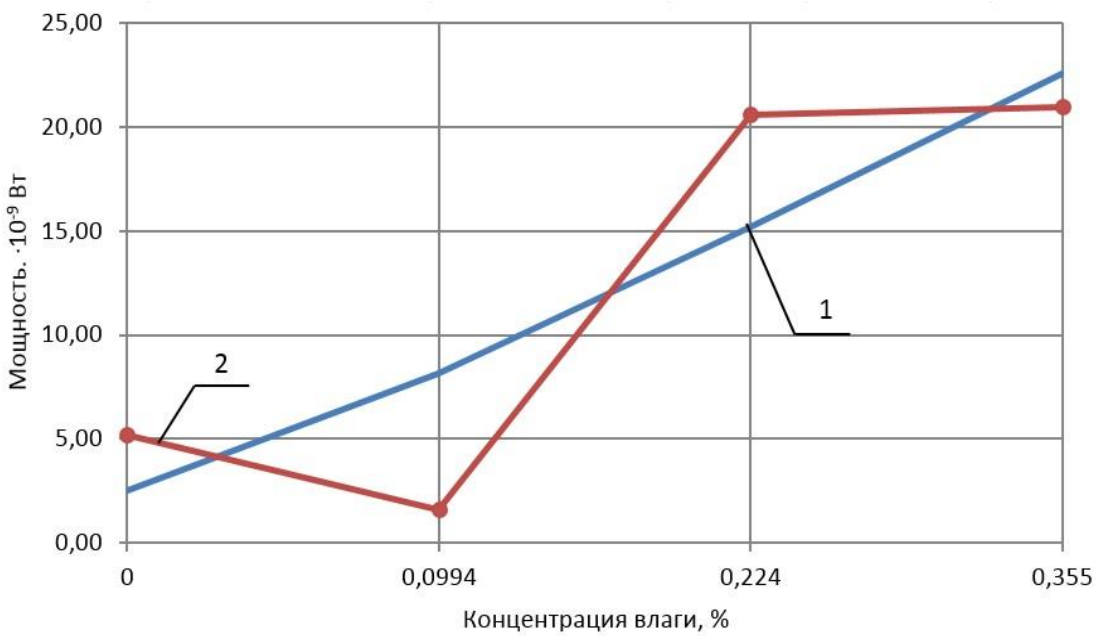


Рис. 3.9 – Теоретическая и расчетная зависимости мощности звуковой волны от содержания влаги на частоте 1,2 кГц:
1 – теоретическая зависимость; *2* – экспериментальная зависимость

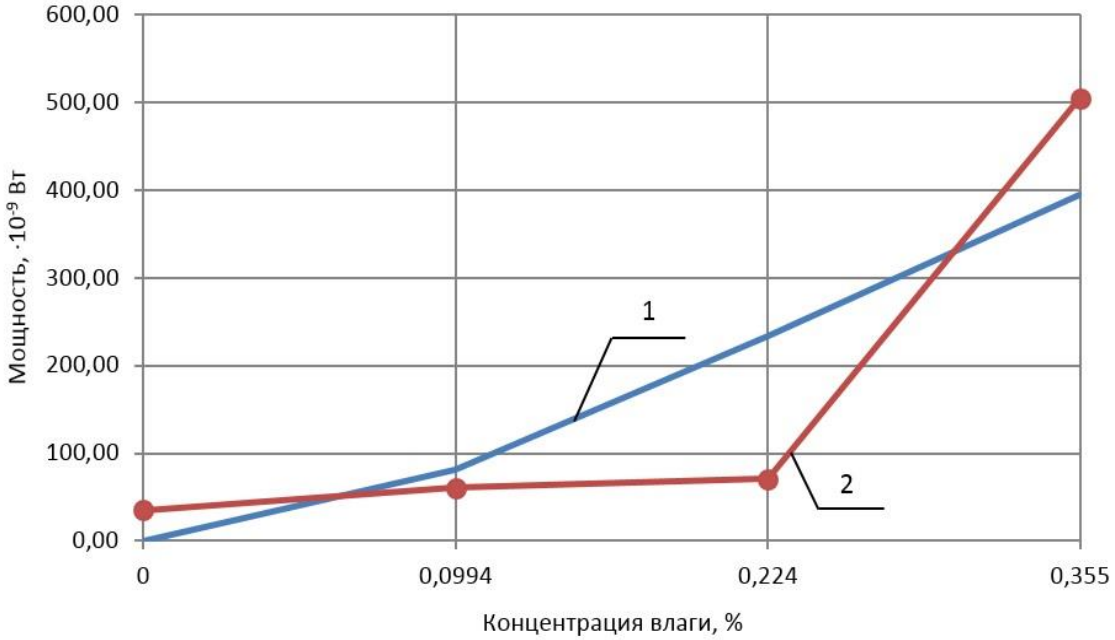


Рис. 3.10 – Теоретическая и расчетная зависимости мощности звуковой волны от содержания влаги на частоте 5 кГц:
1 – теоретическая зависимость; *2* – экспериментальная зависимость

Завершающим этапом обработки экспериментальных данных является проверка адекватности полученных моделей, для которой использовались средние значения мощности звуковой волны на несущей частоте 2 кГц и вспомогательных частотах 1,2 и 5 кГц, а также теоретические значения мощности звуковой волны, полученные по уравнениям регрессии на тех же частотах.

Число точек, в которых ставились эксперименты $N = 4$, число коэффициентов регрессии $m = 2$, число степеней свободы k было определено по формуле (2.27). Так как $k = 1$, следовательно, остаются степени свободы для проверки адекватности регрессионной модели.

Для характеристики рассеивания опытных точек относительно линии регрессии используется остаточная сумма квадратов отклонений экспериментальных значений выходной переменной от линии регрессии S_R, определяемая по формуле (2.28). Остаточная дисперсия σ_R^2 рассчитывалась по формуле (2.29), дисперсия воспроизводимости σ_y^2 – по формуле (2.30), расчетное значение F-отношения Снекодера – Фишера – по формуле (2.31).

Так как значение остаточной дисперсия σ_R^2 больше значения дисперсии воспроизводимости σ_y^2, то $k_1 = N - m - 1 = 1$, а $k_2 = N = 4$. По полученным значениям степеней свободы k_1 и k_2 по табличным данным определялось табличное значение F-отношения Снекодера – Фишера. Все значения для средних значений мощности звуковой волны на частотах 1,2, 2 и 5 кГц сведены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Значения показателей для установления адекватности линейных моделей зависимости мощности звуковой волны от концентрации влаги

Частота, кГц	Остаточная сумма квадратов отклонений	Остаточная дисперсия	Дисперсия воспроизводимости	Расчетное значение F-отношения Снекодера – Фишера
1,2	$8{,}18 \cdot 10^{-17}$	$8{,}18 \cdot 10^{-17}$	$7{,}74 \cdot 10^{-17}$	1,06
2	$4{,}77 \cdot 10^{-18}$	$4{,}77 \cdot 10^{-18}$	$1{,}54 \cdot 10^{-17}$	0,31
5	$4{,}5 \cdot 10^{-14}$	$4{,}5 \cdot 10^{-14}$	$3{,}8 \cdot 10^{-14}$	1,18
Табличное значение F-отношения Снекодера – Фишера				7,71

Исходя из таблицы 3.10, делаем вывод, что на всех частотах сохраняется равенство (2.32): $f^*(k_1, k_2) < f_\alpha (k_1, k_2)$. Значит, на несущей частоте 2 кГц и вспомогательных частотах 1,2 и 5 кГц полученные линейные модели зависимости мощности звуковой волны от концентрации влаги являются адекватными.

Для проверки близости эмпирических уравнений на несущей частоте 2 кГц и вспомогательных частотах 1,2 и 5 кГц определяют дисперсия ошибки по формуле (2.33) и коэффициент детерминации по формуле (2.34).

Данные сведены в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Значения дисперсии ошибки и коэффициента детерминации на несущей частоте 2 кГц и вспомогательных частотах 1,2 и 5 кГц при исследовании влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Дисперсия ошибки	Коэффициент детерминации
1,2	$4{,}09 \cdot 10^{-17}$	0,74
2	$2{,}35 \cdot 10^{-18}$	0,92
5	$2{,}25 \cdot 10^{-14}$	0,7

Исходя из значений коэффициента детерминации в таблице 3.11, регрессионные модели зависимости мощности звуковой волны от концентрации воды на вспомогательных частотах 1,2 и 5 кГц хоть и считаются приемлемыми, но для последующего анализа использоваться не будут. Регрессионная модель на несущей частоте 2 кГц является моделью хорошего качества и может быть использована для оценки качества трансформаторного масла.

3.3. Установление зависимости влияния содержания целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла

Для исследования влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла проводились эксперименты по измерению мощности звуковой волны, прошедшей через образец масла в отсутствии и в присутствии в нем целлюлозы. В таблицу 3.11 сведены данные трех опытов по измерению мощности звуковой волны в ваттах на каждой из 13 исследуемых частот в диапазоне от 1 до 10 кГц и по четырем точкам процентной шкалы, отражающих концентрацию целлюлозы в образце масла (0 %; 0,06 %; 0,18 %; 0,31 %).

Таблица 3.11 – Значения мощности звуковой волны в зависимости от концентрации целлюлозы, полученные экспериментальным путем

Частота, кГц	Концентрация целлюлозы, %	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3
		Мощность звуковой волны, $\cdot 10^{-9}$ Вт		
1	0	1	1	1,05
	0,06	0,29	0,28	0,28
	0,18	0,39	0,4	,4
	0,31	0,81	0,8	0,81
1,2	0	0,99	1	0,98
	0,06	3,15	3	3,1
	0,18	6,82	6,5	6,4
	0,31	3,1	3	3,1

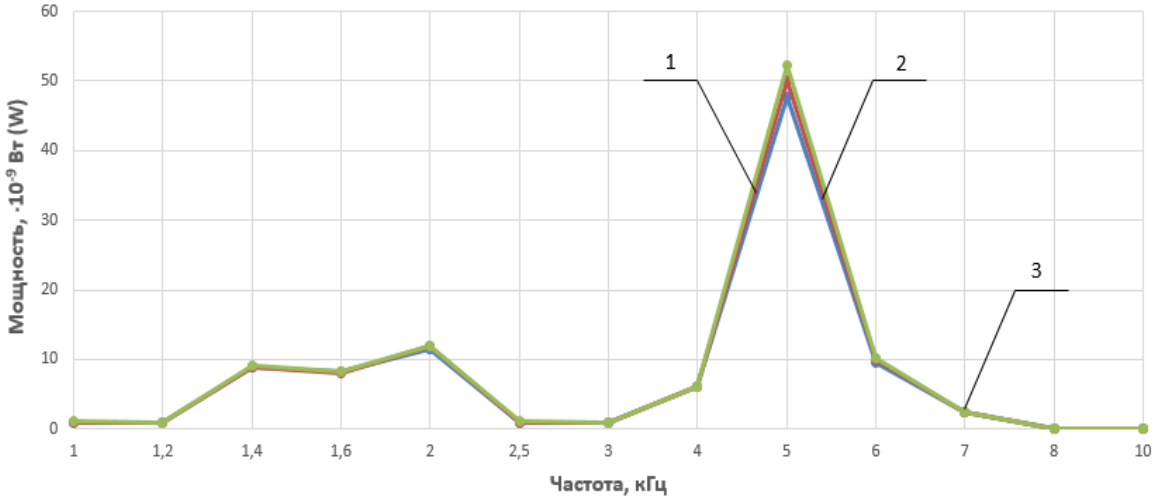
Продолжение таблицы 3.11

Частота, кГц	Концентрация целлюлозы, %	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3
		Мощность звуковой волны, $\cdot 10^{-9}$ Вт		
1,4	0	9	9	9,2
	0,06	10,75	11	10,97
	0,18	7,35	7,5	7,7
	0,31	10,9	11	11,2
1,6	0	8,2	8	8,3
	0,06	50,9	50	48,5
	0,18	72,1	70	69,98
	0,31	13,25	13	13,42
2	0	10,1	10	10,1
	0,06	14,2	14	14,1
	0,18	1,02	1	0,98
	0,31	6,66	6,6	6,87
2,5	0	1	1	1,04
	0,06	4,5	4,3	4,21
	0,18	6,1	6	5,87
	0,31	2,75	2,8	2,94
3	0	1,02	1	1,01
	0,06	5	4,8	4,83
	0,18	0,61	0,6	0,63
	0,31	0,52	0,5	0,5
4	0	6,12	6	6,03
	0,06	9,38	9	8,8
	0,18	9,20	9,5	9,6
	0,31	16,7	17	17,5
5	0	47,8	50	52,3
	0,06	55	55	56,1
	0,18	55,8	55	56
	0,31	44,9	45	44,2
6	0	9,65	10	10,2
	0,06	15,8	16	15,3

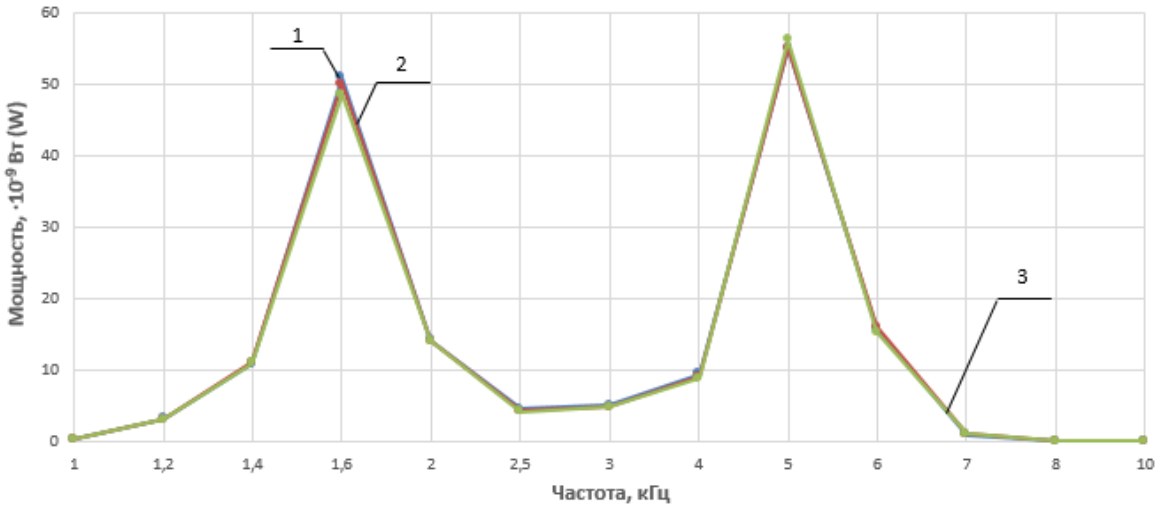
Окончание таблицы 3.11

Частота, кГц	Концентрация целлюлозы, %	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3
		Мощность звуковой волны, $\cdot 10^{-9}$ Вт		
6	0,18	14,3	14	13,78
	0,31	16	16	16
7	0	2,5	2,5	2,45
	0,06	0,97	1	1
	0,18	0,72	0,7	0,72
	0,31	1,43	1,5	1,5
8	0	0,105	0,1	0,105
	0,06	0,096	0,1	0,095
	0,18	0,01	0,01	0,01
	0,31	0,06	0,06	0,06
10	0	0,095	0,1	0,1
	0,06	0,01	0,01	0,01
	0,18	0,04	0,04	0,04
	0,31	0,05	0,05	0,05

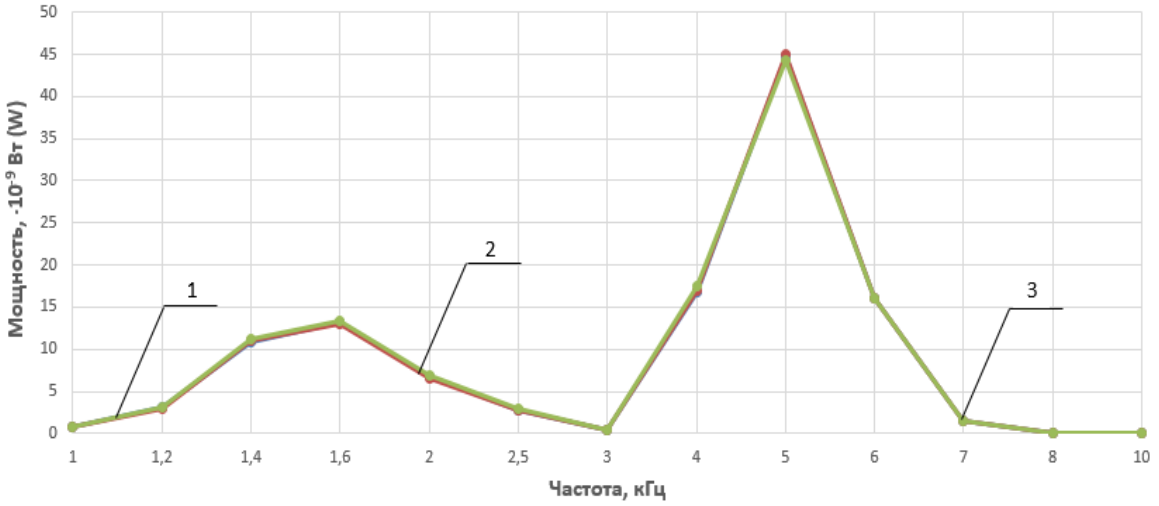
Результаты экспериментальных данных также представлены на рисунке 3.11.



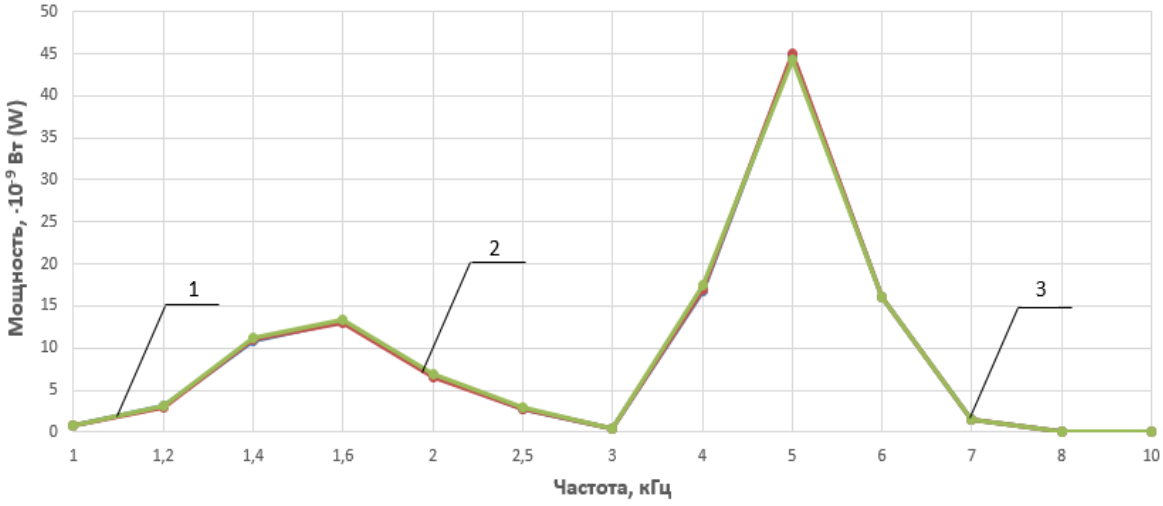
а



б



в



г

Рис. 3.11 – Экспериментальные зависимости мощности звуковой волны от концентрации целлюлозы в трансформаторном масле:
а – концентрация целлюлозы 0 %; б – концентрация целлюлозы 0,06 %;
в – концентрация целлюлозы 0,18 %; г – концентрация целлюлозы 0,31 %,
где *1* – опыт 1; *2* – опыт 2; *3* – опыт 3

Обработка полученных экспериментальных данных приводится по методике обработки экспериментальных данных, согласно которой на втором этапе необходимо определить значимость целлюлозы как фактора, влияющего на акустический спектр трансформаторного масла.

В качестве исходных данных для обработки использовались результаты измерения мощности звуковой волны, сведенные в таблице 3.12. В качестве независимых выборок:

– выборка 1 – значения мощности звуковой волны при концентрации целлюлозы 0 % по трем опытам;

– выборка 2 – значения мощности звуковой волны при концентрации целлюлозы 0,06 % по трем опытам;

– выборка 3 – значения мощности звуковой волны при концентрации целлюлозы 0,18 % по трем опытам;

– выборка 4 – значения мощности звуковой волны при концентрации целлюлозы 0,31 % по трем опытам.

На каждой из тринадцати исследуемых частот в диапазоне от 1 до 10 кГц по формуле (2.4) определялись математические ожидания, по формуле (2.5) стандартные отклонения σ, а также объемы выборок N в диапазоне концентрации целлюлозы от 0 до 0,31 % и частот от 1 до 10 кГц. Данные сведены в таблицу 3.12.

Таблица 3.12 – Математические ожидания, стандартные отклонения, объемы выборок для исследования значимости влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Выборки	Математическое ожидание $\bar{Y}$, $\cdot 10^{-9}$	Стандартное отклонение σ,$\cdot 10^{-9}$	Объем выборки N
1	Выборка 1	1,02	0,03	3
	Выборка 2	0,28	0,005	3
	Выборка 3	0,4	0,005	3
	Выборка 4	0,8	0,005	3
1,2	Выборка 1	0,99	0,01	3
	Выборка 2	3,08	0,08	3
	Выборка 3	6,57	0,2	3

Продолжение таблицы 3.12

Частота, кГц	Выборки	Математическое ожидание $\bar{Y}$, $\cdot 10^{-9}$	Стандартное отклонение σ, $\cdot 10^{-9}$	Объем выборки N
1,2	Выборка 4	3,07	0,06	3
1,4	Выборка 1	9,07	0,12	3
	Выборка 2	10,9	0,14	3
	Выборка 3	7,52	0,18	3
	Выборка 4	11	0,15	3
1,6	Выборка 1	8,17	0,15	3
	Выборка 2	49,8	1,21	3
	Выборка 3	70,7	1,22	3
	Выборка 4	13,2	0,21	3
2	Выборка 1	10,1	0,05	3
	Выборка 2	14,1	0,1	3
	Выборка 3	1	0,02	3
	Выборка 4	6,71	0,14	3
2,5	Выборка 1	1,01	0,02	3
	Выборка 2	4,34	0,15	3
	Выборка 3	5,99	0,15	3
	Выборка 4	2,83	0,1	3
3	Выборка 1	1,01	0,01	3
	Выборка 2	4,88	0,11	3
	Выборка 3	0,61	0,02	3
	Выборка 4	0,5	0,01	3
4	Выборка 1	6,05	0,06	3
	Выборка 2	9,06	0,3	3
	Выборка 3	9,43	0,2	3
	Выборка 4	17,1	0,4	3
5	Выборка 1	50	2,25	3
	Выборка 2	55,4	0,64	3
	Выборка 3	55,6	0,53	3
	Выборка 4	44,7	0,44	3
6	Выборка 1	9,95	0,28	3

Окончание таблицы 3.12

Частота, кГц	Выборки	Математическое ожидание $\bar{Y}$, $\cdot 10^{-9}$	Стандартное отклонение σ, $\cdot 10^{-9}$	Объем выборки N
6	Выборка 2	15,7	0,36	3
	Выборка 3	14	0,26	3
	Выборка 4	16	0	3
7	Выборка 1	2,48	0,03	3
	Выборка 2	0,99	0,02	3
	Выборка 3	0,71	0,01	3
	Выборка 4	1,48	0,04	3
8	Выборка 1	0,01	0,003	3
	Выборка 2	0,09	0,003	3
	Выборка 3	0,01	0	3
	Выборка 4	0,06	0	3
10	Выборка 1	0,1	0,003	3
	Выборка 2	0,01	0	3
	Выборка 3	0,04	0	3
	Выборка 4	0,05	0	3

Используя данные таблицы 3.13, определялись эмпирические значения критерия Стьюдента t_e по формуле (2.6). Степени свободы df рассчитывались по формуле (2.7), критическое значение критерия Стьюдента $(t_{кр})$ по табличным данным. Полученные значения приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Эмпирические значения критерия Стьюдента, значения степеней свободы, критические значения критерия Стьюдента для исследования значимости влияния влаги на акустический спектр трансформаторного масла

Выборка	Частота, кГц												
	1	1,2	1,4	1,6	2	2,5	3	4	5	6	7	8	10
	Эмпирическое значение критерия Стьюдента t_e												
Выборки 1 и 2 (0 % и 0,06% целлюлозы)	24,66	47,07	17,83	59,01	60,50	38,82	61,83	17,31	3,95	21,86	31,67	2,8	53,00

Окончание таблицы 3.13

Выборка	Частота, кГц												
	1	1,2	1,4	1,6	2	2,5	3	4	5	6	7	8	10
	Эмпирическое значение критерия Стьюдента t_e												
Выборка 1 и 3 (0 % и 0,18% целлюлозы)	20,76	44,03	12,77	88,21	257,02	73,29	37,63	26,96	4,17	18,50	37,85	56,00	35,00
Выборка 1 и 4 (0 % и 0,31% целлюлозы)	6,65	61,39	17,79	33,60	37,98	31.10	57,07	46,66	4,03	37,06	20,10	26,00	29,00
Степени свободы										4			
Критическое значение критерия Стьюдента при α = 0,05 $t_{кр.}$										2,776			

Визуализация полученных эмпирических и критических значений критерия Стьюдента при исследовании значимости влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла приведена на рисунке 3.12.

Для каждой частоты и для каждого соотношения независимых выборок эмпирические значения коэффициента Стьюдента в разы превышают его критическое значение, то есть сохраняется условие значимости $t_e > t_{кр}$. Исходя из этого с вероятностью 95 % можно заключить, что целлюлоза является значимым фактором и оказывает влияние на акустический спектр трансформаторного масла.

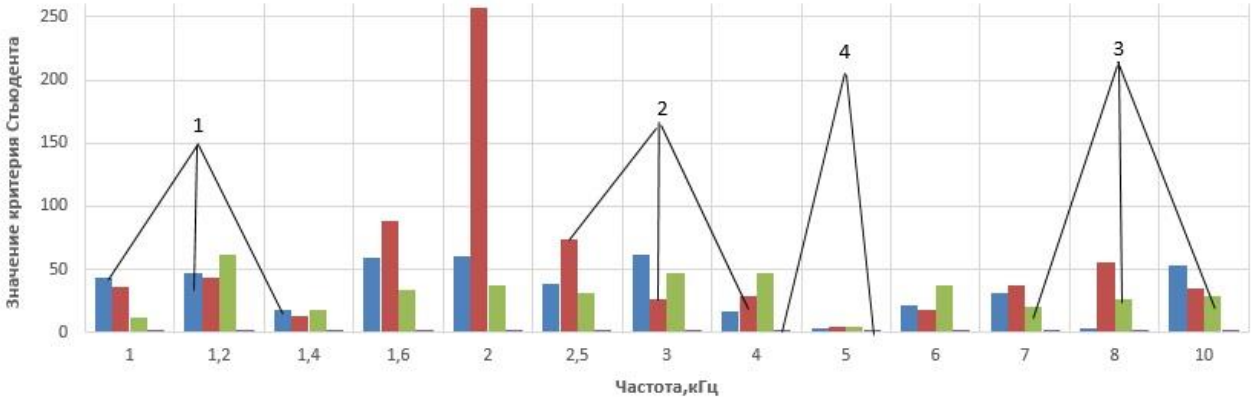


Рис. 3.12 – Значения критериев Стьюдента для исследования значимости влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла:
1 – эмпирические значения выборок 1 и 2; *2* – эмпирические значения выборок 1 и 3;
3 – эмпирические значения выборок 1 и 4; *4* – критические значения

На третьем этапе методики обработки экспериментальных данных для выявления несущих частот, ответственных за целлюлозу в трансформаторном масле, необходимо определить коэффициенты корреляции по формуле (2.8). Также необходимо определить средний коэффициент корреляции, который отражает степень близости всей генеральной совокупности значений к линейной зависимости, используя формулу (2.8), подставляя вместо Y_i средние значения функции отклика. Полученные значения коэффициентов корреляции для каждого опыта и средних коэффициентов корреляции на каждой из исследуемых частот в диапазоне от 1 до 10 кГц сведены в таблицу 3.14.

Таблица 3.14 – Коэффициенты корреляции при исследовании влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Коэффициент корреляции			Средний коэффициент корреляции
	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	
1	–0,03	–0,03	–0,06	–0,04
1,2	0,45	0,45	0,47	0,46
1,4	0,18	0,18	0,21	0,19
1,6	0,02	0,02	0,03	0,02
2	–0,57	–0,56	–0,57	–0,57
2,5	0,27	0,3	0,34	0,31
3	–0,47	–0,47	–0,47	–0,47
4	0,92	0,94	0,94	0,94
5	–0,33	–0,53	–0,67	–0,51
6	0,68	0,64	0,71	0,68
7	–0,45	–0,41	–0,41	–0,42
8	–0,63	–0,61	–0,62	–0,62
10	–0,24	–0,27	–0,27	–0,26

Визуализация значений коэффициентов корреляции приведена на рисунке 3.13.

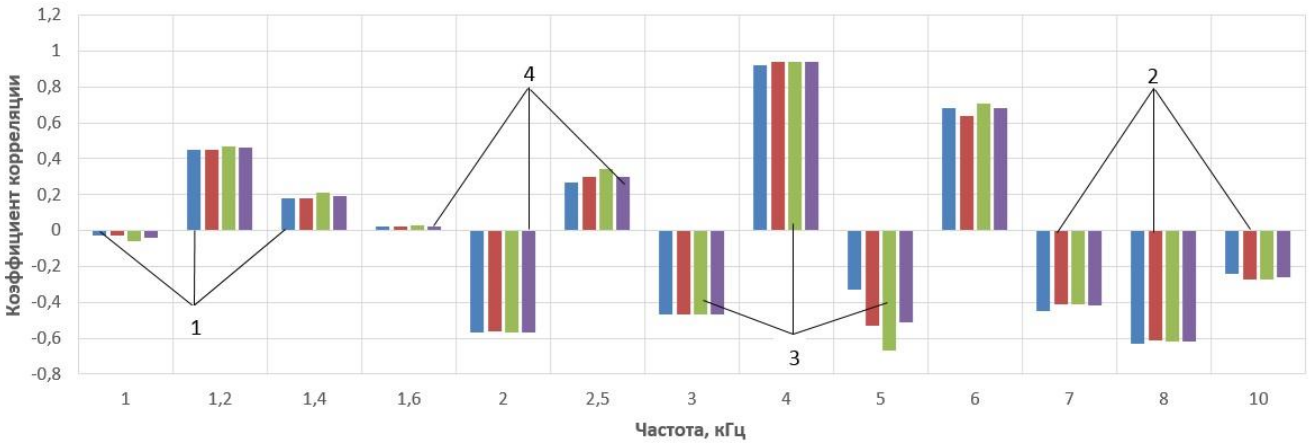


Рис. 3.13 – Коэффициенты корреляции экспериментов в отсутствии и присутствии целлюлозы:
1 – опыт 1; *2* – опыт 2; *3*- опыт 3; *4* – средний

На следующем этапе методики обработки по величине коэффициента корреляции необходимо выбрать несущие частоты. На рисунке 3.13 видно, что наиболее высокое значение коэффициента корреляции (0,94) на частоте 4 кГц. Так как значение коэффициента корреляции стремиться к единице, значит, зависимость мощности звуковой волны от концентрации целлюлозы в трансформаторном масле на этой частоте является линейной, а саму частоту 4 кГц можно считать несущей для оценки влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла. Для этой частоты проводится регрессионный анализ для уточнения уравнения регрессии. В качестве вспомогательных частот были выбраны 1,6 и 2,5 кГц, для которых также были составлены уравнения линейной регрессии.

Уравнение регрессии на несущей частоте 4 кГц имеет вид линейной регрессии (2.10), коэффициенты регрессии определялись по формулам (2.9) и (2.11). Уравнения регрессии на вспомогательных частотах 1,6 и 2,5 кГц имеют вид параболической зависимости (2.12), коэффициенты - по формулам (2.13)–(2.15), используя расчеты по формулам (2.16)–(2.26). Данные сведены в таблицу 3.15.

Таблица 3.15 – Уравнения регрессии на частотах 4; 1,6 и 2,5 кГц при исследования влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Уравнения линейной регрессии
4	$Y_4 = 5{,}99 \cdot 10^{-9} + 3{,}22 \cdot 10^{-8} \cdot X$
1,6	$Y_{1,6} = 8{,}93 \cdot 10^{-9} + 8{,}12 \cdot 10^{-7} \cdot X - 2{,}58 \cdot 10^{-6} \cdot X^2$
2,5	$Y_{2,5} = 1{,}15 \cdot 10^{-9} + 5{,}91 \cdot 10^{-8} \cdot X - 1{,}74 \cdot 10^{-7} \cdot X^2$

Наглядно регрессионные зависимости представлена на рисунках 3.14–3.16.

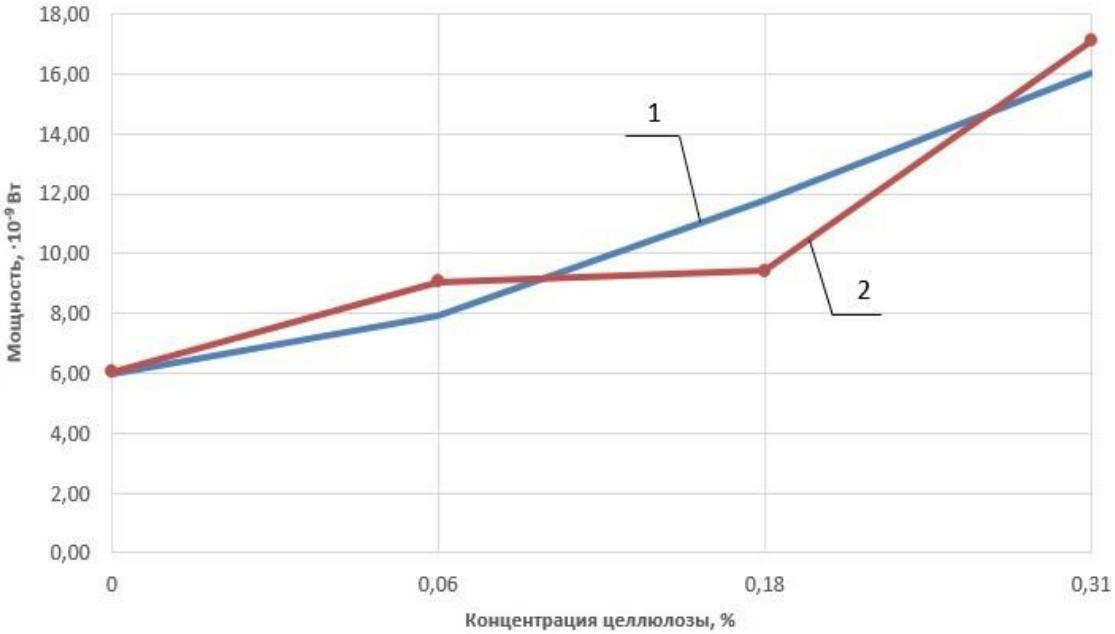


Рис. 3.14 – Теоретическая и расчетная зависимости мощности звуковой волны от содержания целлюлозы на несущей частоте 4 кГц:
1 – теоретическая зависимость; *2* – экспериментальная зависимость

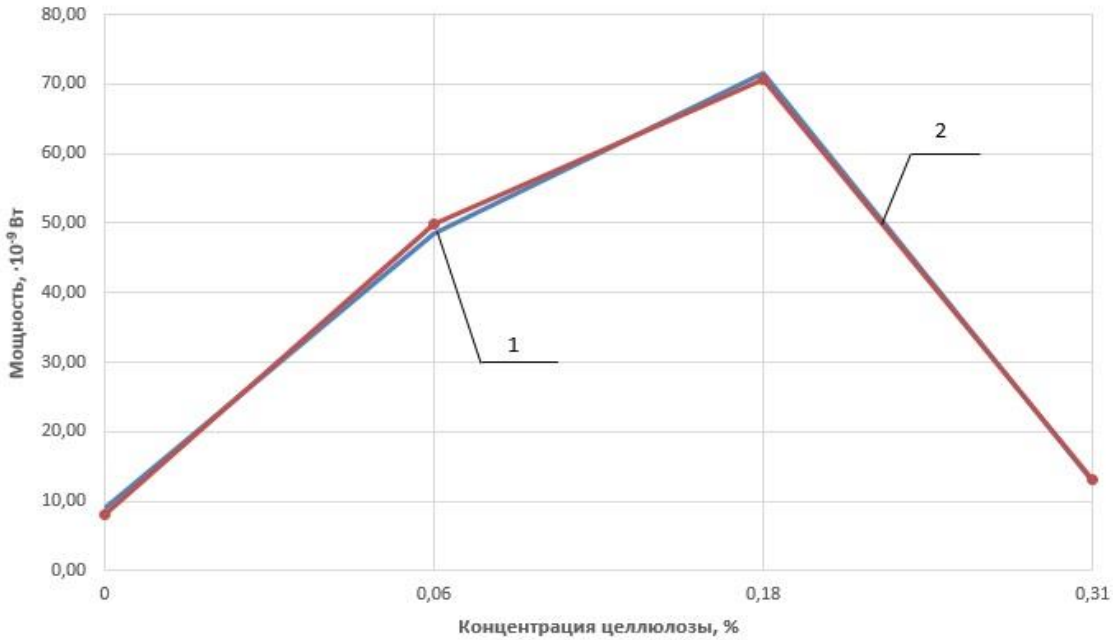


Рис. 3.15 – Теоретическая и расчетная зависимости мощности звуковой волны от содержания целлюлозы на вспомогательной частоте 1,6 кГц:
1 – теоретическая зависимость; *2* – экспериментальная зависимость

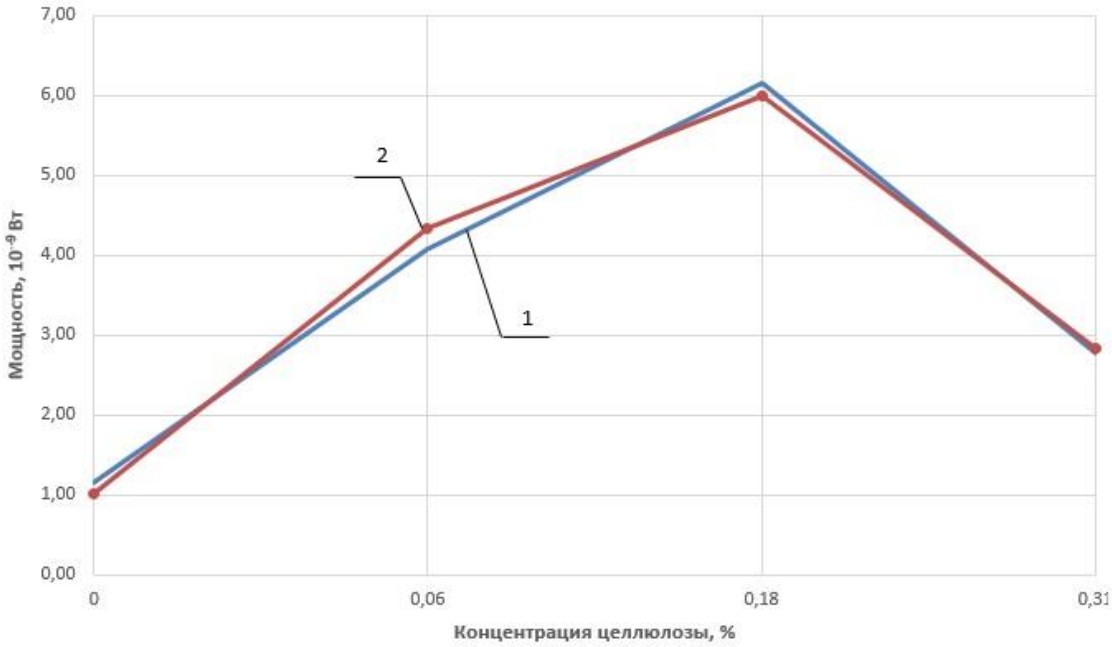


Рис. 3.16 – Теоретическая и расчетная зависимости мощности звуковой волны от содержания целлюлозы на вспомогательной частоте 2,5 кГц:
1 – теоретическая зависимость; *2* – экспериментальная зависимость

Завершающим этапом обработки экспериментальных данных является проверка адекватности полученных моделей, для которой использовались средние значения мощности звуковой волны на несущей частоте 4 кГц, а также теоретические значения мощности звуковой волны, полученные по уравнению регрессии на частоте 4 кГц.

Число точек, в которых ставились эксперименты $N = 4$, число коэффициентов регрессии $m = 2$, число степеней свободы k было определено по формуле (2.27). Так как $k = 1$, следовательно, остаются степени свободы для проверки адекватности регрессионной модели.

Для характеристики рассеивания опытных точек относительно линии регрессии используется остаточная сумма квадратов отклонений экспериментальных значений выходной переменной от линии регрессии S_R, определяемая по формуле (2.28). Остаточная дисперсия σ_R^2 определялась по формуле (2.29), дисперсия воспроизводимости σ_y^2 по формуле (2.30), расчетное значение F-отношения Снекодера – Фишера – по формуле (2.31).

Так как значение остаточной дисперсия σ_R^2 больше значения дисперсии воспроизводимости σ_y^2, то $k_1 = N - m - 1 = 1$, а $k_2 = N = 4$. По полученным значениям степеней свободы k_1 и k_2 по табличным данным определялось табличное значение F-отношения Снекодера – Фишера. Все данные для средних значений мощности звуковой волны на частоте 4 кГц сведены в таблицу 3.16.

Таблица 3.16 – Значения показателей для установления адекватности линейных моделей зависимости мощности звуковой волны от концентрации целлюлозы

Частота, кГц	Остаточная сумма квадратов отклонений	Остаточная дисперсия	Дисперсия воспроизводимости	Расчетное значение F-отношения Снекодера – Фишера
4	$8{,}13 \cdot 10^{-18}$	$8{,}13 \cdot 10^{-18}$	$1{,}66 \cdot 10^{-17}$	0,49
Табличное значение F-отношения Снекодера – Фишера				7,71

Исходя из таблицы 3.18, делаем вывод, что на несущей частоте 4 кГц сохраняется равенство (2.32): $f^*(k_1, k_2) < f_\alpha (k_1, k_2)$. Значит, полученная линейная модель зависимости мощности звуковой волны от концентрации целлюлозы являются адекватной и может быть использованы для оценки качества трансформаторного масла.

Для параболической регрессии число точек, в которых ставились эксперименты $N = 4$, число коэффициентов регрессии $m = 3$. Число степеней свободы k по формуле (2.27) равно:

$$k = N - m - 1 = 4 - 3 - 1 = 0$$

При $k = 0$ уравнение регрессии может быть получено, однако статистический анализ этого уравнения провести нельзя, так как для проверки адекватности модели не остается степеней свободы, что применимо к моделям, полученным на вспомогательных частотах 1,6 и 2,5 кГц.

Для проверки близости эмпирического уравнения к теоретическому на несущей частоте 4 кГц определяются дисперсия ошибки по формуле (2.33) и коэффициент детерминации по формуле (2.34). Данные сведены в таблицу 3.17.

Таблица 3.17 – Значения дисперсии ошибки и коэффициента детерминации на несущей частоте 4 кГц при исследовании влияния целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла

Частота, кГц	Дисперсия ошибки	Коэффициент детерминации
4	$4{,}07 \cdot 10^{-18}$	0,88

Исходя из значения коэффициента детерминации в таблице 3.19, регрессионная модель зависимости мощности звуковой волны от концентрации целлюлозы на несущей частоте 4 кГц является моделью хорошего качества и может быть использована для оценки качества трансформаторного масла.

3.4 Выводы по третьей главе:

1. Подтверждена значимость влияния примесей, находящихся в трансформаторном масле, на его акустический спектр с вероятностью 95 %.

2. Подтверждена значимость влияния влаги и целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла с вероятностью 95 %.

3. Выявлены коэффициенты корреляции при исследовании влияния влаги и целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла.

4. По величине коэффициента корреляции выбрана несущая частота 2 кГц, ответственная за содержание влаги в трансформаторном масле, на которой зависимость между мощностью звуковой волны и содержанием влаги является линейной. В качестве вспомогательных частот определены частоты 1,2 и 5 кГц.

5. По величине коэффициента корреляции выбрана несущая частота 4 кГц, ответственная за содержание целлюлозы в трансформаторном масле, на которой зависимость между мощностью звуковой волны и содержанием целлюлозы является линейной. В качестве вспомогательных частот определены частоты 1,6 и 2,5 кГц.

6. Для несущих и вспомогательных частот составлены соответствующие уравнения линейной и параболической регрессии.

7. Установлено, что полученные модели линейной регрессии являются адекватными экспериментальным данным.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПРЕДЛОЖЕННОГО МЕТОДА

4.1. Обоснование коэффициента демпфирования средой в качестве критерия работоспособности трансформаторного масла

В любой реальной среде амплитуда волнового процесса неизбежно уменьшается по мере распространения. В общем виде, под коэффициентом демпфирования понимается отношение коэффициента демпфирования системы к ее критическому коэффициенту демпфирования для систем с вязкостным демпфированием.

Таким образом, зная значения мощности звуковой волны при наличии примесей в образце трансформаторного масла и значения мощности звуковой волны при идеальных условиях (0 % содержание влаги и целлюлозы), был определен коэффициент демпфирования среды как отношение этих двух величин на несущих частотах. Также были рассчитаны и сведены в таблицу 4.1 средние значения коэффициентов демпфирования.

Таблица 4.1 – Значения коэффициентов демпфирования на несущих частотах

Влага					Целлюлоза				
Несущая частота 2 кГц					Несущая частота 4 кГц				
Количество примеси, %	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	Средний	Количество примеси, %	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	Средний
Коэффициенты демпфирования средой									
0	1	1	1	1	0	1	1	1	1
0,0994	0,79	0,8	0,79	0,79	0,06	1,53	1,5	1,46	1,5
0,224	0,19	0,2	0,2	0,2	0,18	1,5	1,58	1,59	1,56
0,355	0,1	0,1	0,1	0,1	0,31	2,73	2,83	2,9	2,83

Средние значения коэффициентов демпфирования средой, необходимые для дальнейших расчетов, также представлены на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

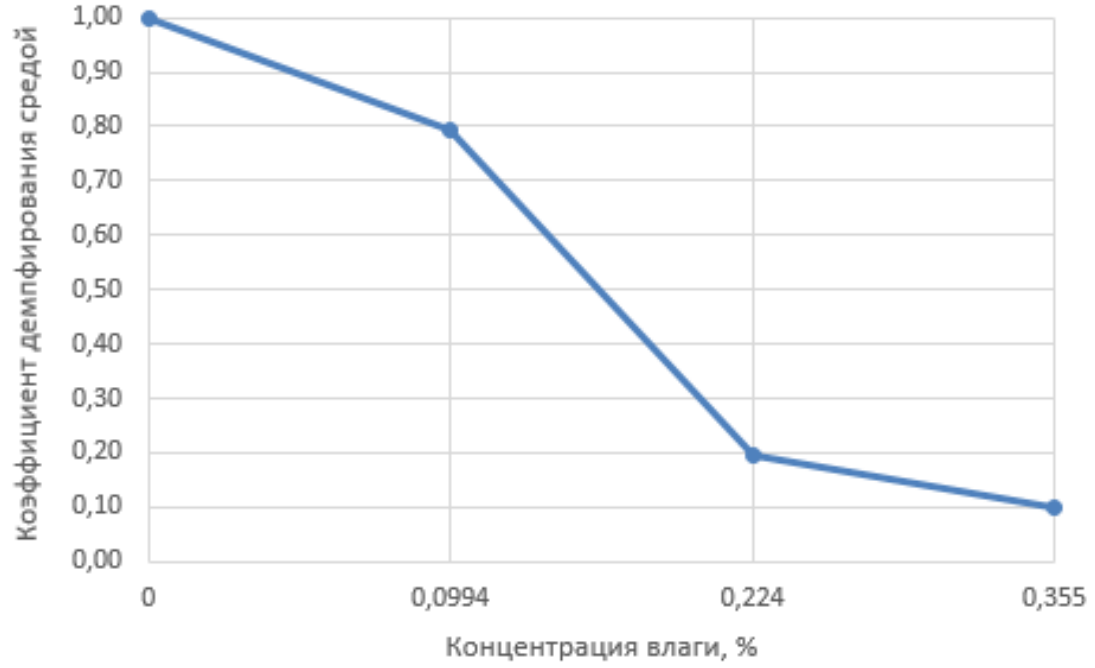


Рис. 4.1 – Средний коэффициент демпфирования средой на несущей частоте 2 кГц при исследования влияния влаги



Рис. 4.2 – Средний коэффициент демпфирования средой на несущей частоте 4 кГц при исследования влияния целлюлозы

Используя метод регрессионного анализа по формуле (2.8) были определены коэффициенты корреляции. Так как значения коэффициентов корреляции стремятся к единице, то зависимость является линейной. Уравнения

регрессий на несущих частотах 2 и 4 кГц имеют вид линейной регрессии (2.10), коэффициенты регрессии определялись по формулам (2.9) и (2.11). Данные сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Коэффициенты корреляции и уравнения регрессии зависимости коэффициентов демпфирования средой от концентрации примесей в трансформаторном масле

Влага		Целлюлоза	
Несущая частота 2 кГц		Несущая частота, 4 кГц	
Коэффициент корреляции	Уравнения линейной регрессии	Коэффициент корреляции	Уравнения линейной регрессии
-0,96	$Y_{демп.} = 0,99 - 2,75 \cdot X$	0,94	$Y_{демп.} = 0,99 + 5,32 \cdot X$

Теоретическая и экспериментальная зависимости коэффициента демпфирования средой от концентрации примесей приведены на рисунках 4.3 и 4.4 соответственно.

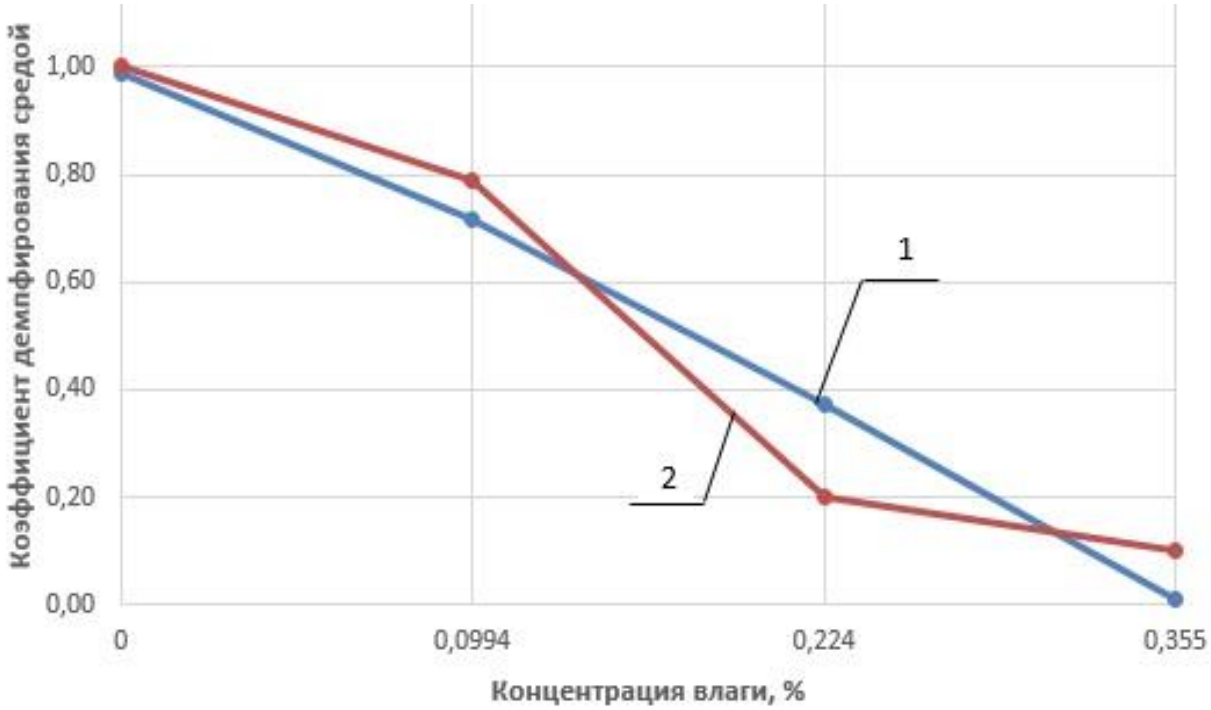


Рис. 4.3 – Теоретическая и расчетная зависимости между средним коэффициентом демпфирования среды от концентрации влаги:
1 – теоретическая зависимость; *2* – экспериментальная зависимость

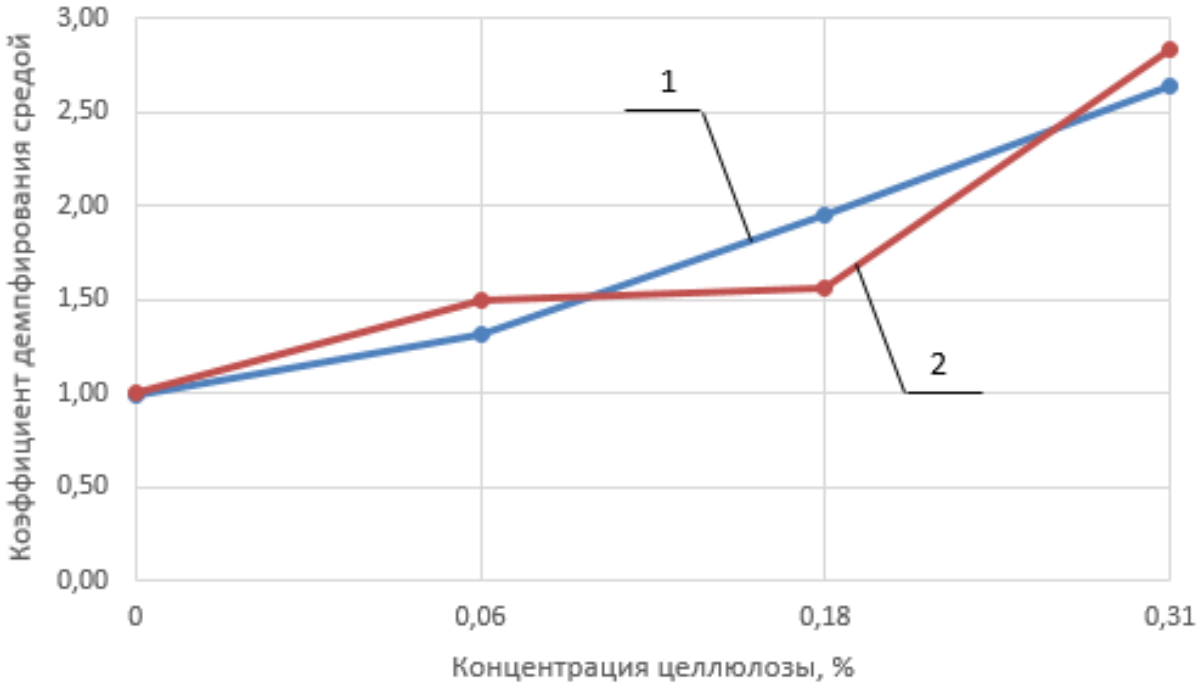


Рис. 4.4 – Теоретическая и расчетная зависимости между средним коэффициентом демпфирования среды от концентрации целлюлозы:
1 – теоретическая зависимость; *2* – экспериментальная зависимость

Завершающим этапом обработки экспериментальных данных является проверка адекватности полученных моделей, для которой использовались средние значения коэффициента демпфирования средой на несущих частотах 2 и 4 кГц, а также теоретические значения коэффициента демпфирования средой, полученные по уравнениям регрессии на тех же частотах.

Число точек, в которых ставились эксперименты $N = 4$, число коэффициентов регрессии $m = 2$, число степеней свободы k было определено по формуле (2.27). Так как $k = 1$, следовательно, остаются степени свободы для проверки адекватности регрессионной модели.

Для характеристики рассеивания опытных точек относительно линии регрессии используется остаточная сумма квадратов отклонений экспериментальных значений выходной переменной от линии регрессии S_R, определяемая по формуле (2.28). Остаточная дисперсия σ_R^2 рассчитывалась по формуле (2.29), дисперсия воспроизводимости σ_y^2 по формуле (2.30), расчетное значение F-отношения Снекодера – Фишера по формуле (2.31).

Так как значение дисперсии воспроизводимости σ_y^2 больше остаточной дисперсия σ_R^2, то $k_1 = N = 4$, а $k_2 = N - m - 1 = 1$. По полученным значениям степеней свободы k_1 и k_2 по табличным данным определялось табличное значение F-отношения Снекодера-Фишера. Все показатели сведены в таблицы 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3 – Значения показателей для установления адекватности линейной модели зависимости коэффициента демпфирования средой от концентрации влаги на несущей частоте 2 кГц

Вода				
Частота, кГц	Остаточная сумма квадратов отклонений	Остаточная дисперсия	Дисперсия воспроизводимости	Расчетное значение F-отношения Снекодера – Фишера
2	0,04	0,04	0,15	3,37
Табличное значение F-отношения Снекодера – Фишера				224,57

Таблица 4.4 – Значения показателей для установления адекватности линейной модели зависимости коэффициента демпфирования средой от концентрации целлюлозы на несущей частоте 4 кГц

Целлюлоза				
Частота, кГц	Остаточная сумма квадратов отклонений	Остаточная дисперсия	Дисперсия воспроизводимости	Расчетное значение F-отношения Снекодера – Фишера
4	0,22	0,22	0,46	2,03
Табличное значение F-отношения Снекодера – Фишера				224,57

Исходя из таблиц 37 и 38, делаем вывод, что несущих частотах 2 и 4 кГц соответственно сохраняется равенство (2.32): $f^*(k_1, k_2) < f_\alpha (k_1, k_2)$. Значит, полученные линейные модели зависимости коэффициента демпфирования средой от концентрации воды и целлюлозы являются адекватными и могут быть использованы для оценки качества трансформаторного масла.

Для проверки близости эмпирических уравнений к теоретическим на несущих частотах 2 и 4 кГц определяются дисперсии ошибки по формуле (2.33) и коэффициенты детерминации по формуле (2.34). Данные сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Значения дисперсии ошибки и коэффициента детерминации на несущих частотах 2 и 4 кГц при исследовании влияния воды и целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла

Вода		Целлюлоза	
Несущая частота 2 кГц		Несущая частота 4 кГц	
Дисперсия ошибки	Коэффициент детерминации	Дисперсия ошибки	Коэффициент детерминации
0,02	0,93	0,11	0,88

Исходя из значения коэффициентов детерминации в таблице 4.6, регрессионные модели зависимости мощности звуковой волны от концентрации воды и целлюлозы на несущих частотах 2 и 4 кГц соответственно являются моделями хорошего качества и могут быть использованы в качестве тарировочной кривой для оценки состояния трансформаторного масла, где по определенному прибором значению коэффициента демпфирования средой будет определяться количество содержащихся в образце трансформаторного масла воды и целлюлозы.

Вид тарировочных кривых приведен на рисунках 4.5 и 4.6 соответственно.

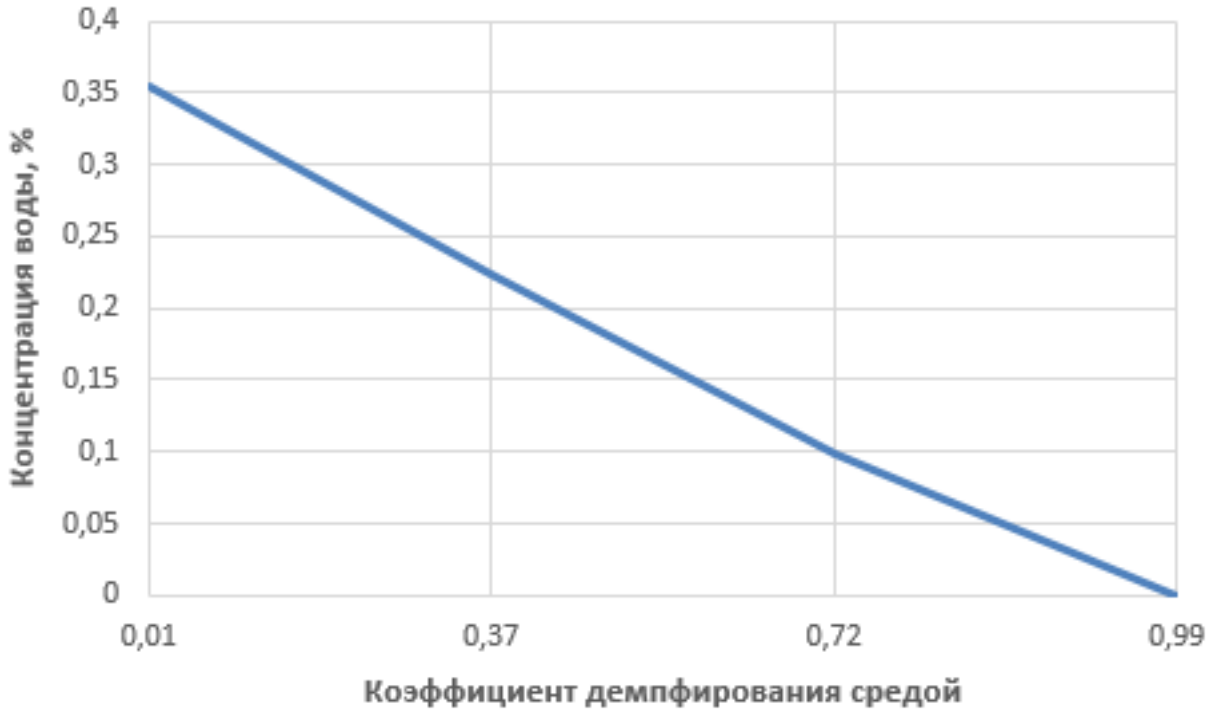


Рис. 4.5 – Тарировочная кривая зависимости концентрации влаги от коэффициента демпфирования средой

Из зависимости, представленной на рисунке 4.5, следует, что на несущей частоте 2 кГц, ответственной за содержание воды в трансформаторном масле, увеличение концентрации воды вызывает уменьшение коэффициента демпфирования средой. С добавлением воды плотность трансформаторного масла увеличилась, что подтверждается теориями классической физики, так как плотность воды составляет 1000 г/см^3, а плотность трансформаторного масла марки Т-1500 не более 885 г/см^3. В свою очередь увеличение плотности способствует увеличению диэлектрических потерь в среде и, следовательно, уменьшению мощности звуковой волны, прошедшей через образец трансформаторного масла. Выводы подтверждаются экспериментальными данными полученных значений мощности звуковой волны, отраженными в таблице 3.4.

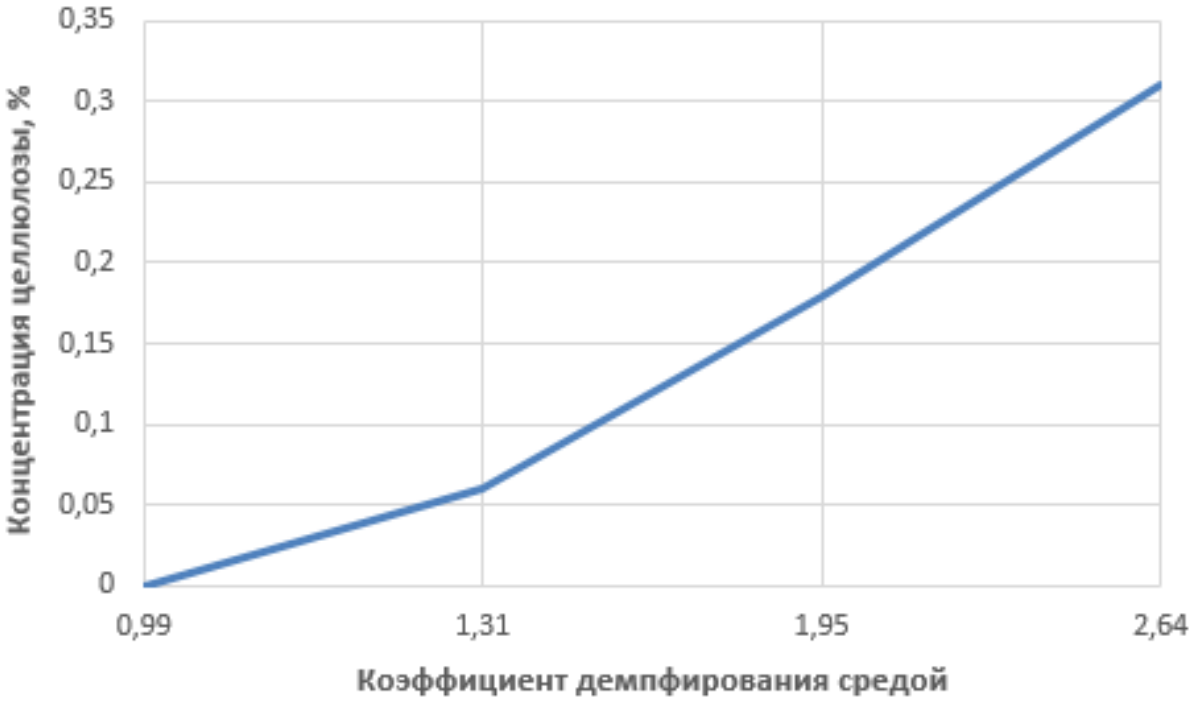


Рис. 4.6 – Тарировочная кривая зависимости концентрации целлюлозы от коэффициента демпфирования средой

Совершенно обратным образом воздействует на трансформаторное масло содержание целлюлозы. Из рисунка 4.6 следует, что чем выше содержание целлюлозы в масле, тем выше значение коэффициента демпфирования средой на несущей частоте 4 кГц. Плотность целлюлозы составляет 1,5 г/см^3, поэтому с ее добавлением в трансформаторное масло его плотность значительно уменьшается,

а мощность звуковой волны, прошедшей через образец масла, увеличивается, что подтверждается экспериментальными данными (таблица 3.12).

Полученные зависимости хорошо согласуются с данными других авторов [92] и могут быть использованы для определения эксплуатационных показателей качества трансформаторного масла.

4.2. Применение предложенного метода

Основное применение предложенного метода – оценка качества трансформаторного масла.

Используя экспериментальные данные по акустическим спектрам эталонного и отработанного трансформаторных масел (таблица 3.1) и полученные зависимости концентрации примесей от коэффициента демпфирования средой, были определены коэффициенты демпфирования средой отработанного масла на несущих частотах 2 и 4 кГц. Данные сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Коэффициент демпфирования средой отработанного трансформаторного масла

Примеси	Мощность, $\cdot 10^{-9}$ Вт		Коэффициент демпфирования средой
	Эталонное масло	Отработанное масло	
Влага на несущей частоте 2 кГц	10,00	5,33	0,53
Целлюлоза на несущей частоте 4 кГц	6,00	101,30	16,88

По найденной величине коэффициента демпфирования средой было установлено, что в исследуемом образце отработанного трансформаторного масла марки Т-1500 содержалось 0,17 % воды и 2,99 % целлюлозы.

Метод может быть использован организациями – производителями трансформаторных масел для оценки влагосодержания в технологическом процессе производства, при летучем контроле качества, хранения, перевозки и

реализации. Влагосодержание определяется по ГОСТ 7822–75 [63], где показателем наличия воды является слышимый не менее двух раз треск. Данный метод не позволяет уточнить количественное содержание воды в образце масла, к тому же высока вероятность случайной ошибки, когда оператор, проводящий исследование, может не услышать треск или не интерпретировать его как таковой.

Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107–95 [64]. Однако, возможность применения данных методов ограничена их недостатками: высокой трудозатратностью, необходимостью проведения исследования в специально оборудованных лабораториях или применением сложного специализированного оборудования (хроматограф), неоднозначностью интерпретации результатов, необходимостью высокой и специальной подготовки проводящих исследование кадров.

Применяя предложенный метод и используя полученную зависимость концентрации воды от коэффициента демпфирования средой, можно получить количественное значение содержания воды и обоснованно принять решения о дальнейшей реализации трансформаторного масла или его последующей отбраковки.

Аналогичным образом предложенный метод возможно применять и для других сфер, например, при производстве и контроле углеводородов и их сырья.

4.3 Выводы по четвертой главе:

1. В качестве критерия работоспособности трансформаторного масла обоснован коэффициент демпфирования средой.

2. Разработаны практические рекомендации по применению предложенного метода для повышения надежности работы и безопасности эксплуатации силовых трансформаторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные научные и практические результаты работы:

1. Проведено теоретическое исследование современной системы контроля и диагностики силовых трансформаторов и существующих методов контроля качества трансформаторного масла и определено, что важные эксплуатационные показатели его качества - увлажненность и содержание целлюлозы, а перспективным методом контроля является акустический метод.

2. Разработан метод акустического контроля эксплуатационных показателей качества трансформаторных масел, в том числе экспериментальная установка, методика проведения экспериментов и методика обработки полученных данных по исследованию влияния примесей на акустический спектр трансформаторного масла.

3. Подтверждена значимость влияния влаги и целлюлозы на акустический спектр трансформаторного масла с вероятностью 95 %.

4. Выбраны несущие частоты, на которых зависимость между мощностью звуковой волны и содержанием примесей является линейной: частота 2 кГц, отвечает за содержание влаги в трансформаторном масле, частота 4 кГц за содержание целлюлозы.

5. Предложен критерий работоспособности трансформаторного масла, составлены соответствующие уравнения линейной регрессии, которые являются адекватными экспериментальным данным.

6. Разработаны практические рекомендации по применению предложенного метода для повышения надежности работы и безопасности эксплуатации силовых трансформаторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тюрюмина А.В., Секацкий В.С., Батрак А.П. Современное состояние вопроса диагностики силовых трансформаторов // Современные материалы, техника и технологии. – 2015. – № 3 (3). – С. 245–250..

2. Тюрюмина А.В., Секацкий В.С., Батрак А.П. Диагностика состояния силового трансформатора в критических условиях эксплуатации. Сложные системы в экстремальных условиях: тез. докл. XVIII Всерос. симп. с междунар. участием; отв. ред. Р.Г. Хлебопрос, В.Г. Суховольский, О.В. Крюкова. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. – С. 87. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://elibrary.ru/item.asp?id=26662042.

3. Managing aged transformers / Kurtz C., Ford G., Vainberg M. [et al.] // Transmission & Distribution World. – 2005, July. – P. 36–45.

4. Metwally I.A. Failures, monitoring, and new trends of power transformers // IEEE potentials. – 2011, May/June. – P. 36–43.

5. Тюрюмина А.В., Батрак А.П., Секацкий В.С. Современное состояние вопроса диагностики силовых трансформаторов в зарубежных странах // Молодой ученый. – 2016. – № 8 (112). – С. 321–325.

6. Батрак А.П., Тюрюмина А.В., Никитина А.В. Факторный анализ качественных характеристик трансформаторного масла в 3 т. Т. 3 // Молодежь и XXI век – 2015: материалы V Междунар. молодеж. науч. конф. (26–27 февраля 2015 г.), Юго-Зап. гос. ун-т, ЗАО «Университетская книга». – Курск, 2015. – 259 с.

7. РД 34.45–51.300–97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. 6-е издание. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://files.stroyinf.ru/Data1/11/11967/.

8. Asset management techniques / J. Schneider, A. Gaul, C. Neumann [et al.] // 15th PSCC, Liege. – 2005, August. – P. 22–26.

9. Tyuryumina A.V. Importance of transformer condition evalution [Электронный ресурс] // Проспект Свободный – 2016: материалы науч. конф., посвященной Году образования в Содружестве Независимых Государств (15–25 апреля 2016 г.) / отв.

ред. А.Н. Тамаровская. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. – С. 47–48. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://elibrary.ru/item.asp?id=26505679.

10. Reliability centered maintenance seminar. – New York: A publication of the Consolidated Edison Company, 1988.

11. Smith A.M. Reliability-centered maintenance. – New York: McGrawHill, Inc., 1993.

12. Moubray J. Reliability-centered maintenance. – New York: Industrial Press Inc., 1992.

13. IEEE/PES. Task force on impact of maintenance strategy on reliability, impact of maintenance strategy on reliability. Final Report, July 1999.

14. Handley B., Redfern M., White S. On load tap-changer conditioned based maintenance // IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. – 2001. – Vol. 148. – P. 296–300.

15. Theil G. Parameter evaluation for extended Markov models applied to condition- and reliability-centered maintenance planning strategies // Proc. 9th Int. Conf. on Probab. Methods Applied to Power Syst., KTH, Stockholm, Sweden. – 2006.

16. Beehler M.E. Reliability centered maintenance for transmission systems // IEEE Trans. Power Deliv. – 1997. – Vol. 12. – P. 1023–1028.

17. Costa S., Brandcio A.F. Optimization of the maintenance of oil filled power transformers based on reliability // Proc. IEE/PES Transm. & Distrib. Conf. & Exposition, Latin America. – 2004.

18. Decision on maintenance period for power transformer based on monte carlo simulation of reliability / Liu N., Gao W., Tan K. [et al.] // Proc. the 7th Int. Conf. on Prop. and Appl. Of Dielectr. Mater., Nagoya. – June, 2003.

19. Siqueira I.P. Software requirements for reliability-centered maintenance application // Proc. 9th Int. Conf. on Probab. Methods Applied to Power Syst., KTH, Stockholm, Sweden. – June, 2006.

20. Jardine A.K.S., Tsang A.H.C. Maintenance, replacement, and reliability: Theory and applications. – Boca Raton, Florida, 2006.

21. Ahmed E.B., Abu-Elanien M.M.A. Salama, Asset management techniques for transformers // Electric Power Systems Research. – 2010. – Vol. 80. – P. 456–464.

22. A procedure for diagnosis and condition based maintenance for power transformers / A. Setayeshmehr, A. Akbari, H. Borsi, E. Gockenbach // Proc. IEEE Int. Symp. on Electr. Insulation, Indianapolis, USA. – 2004.

23. Wilhelmsson O. Evaluation of the introduction of RCM for hydro power generators at Vattenfall Vattenkraft // Master thesis, R. Inst. of Technol., Sweden. – 2005.

24. Condition assessment of medium-power transformers using diagnostic methods: PDC, FDS, FRA to support decision to modernize or replace service-aged units / Malewski R., Subocz J., Szrot M. [et al.] // CIGRE Session 2008, paper A2-209, Paris. – 2008.

25. Experienced-based evaluation of economic benefits of on-line monitoring systems for power transformers / Tenbohlen S., Stirl T., Bastos G. [et al.] // CIGRE Session 2002, paper 12-110, Paris. – 2002.

26. Батрак А.П., Тюрюмина А.В., Никитина А.В. Акустическая диагностика как показатель качества свойств трансформаторных масел // Интеллект и наука: тр. XIV Всерос. молодеж. науч. конф. с междунар. участием / отв. ред. А.В. Хныкин; Железногор. филиал СФУ. – Железногорск, 2014. – 276 с.

27. Тюрюмина А.В., Батрак А.П. Современное состояние вопроса диагностики силовых трансформаторов. Проблемы теории и практики современной науки // Материалы V Междунар. науч.-практ. конф. (18 января 2016 г.): сб. науч. тр. / науч. ред. С.В. Галичева. – М.: Изд-во «Перо», 2016. – 156 с.

28. Батрак А.П., Тюрюмина А.В., Никитина А.В. Сравнение качественных характеристик трансформаторных масел // Тяжелое машиностроение. – 2013. – № 3. – С. 41–44.

29. ГОСТ 3900–85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200003577.

30. ASTM D4052–11. Стандартный метод определения плотности, относительной плотности и плотности API (в градусах американского нефтяного института) жидкостей с помощью цифрового ареометра. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/DATABASE.CART/HISTORICAL/D4052-11-RUS.htm.

31. DIN 51757–2011. Испытание минеральных масел и родственных продуктов. Определение плотности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nd.gostinfo.ru/document/4578501.aspx.

32. ГОСТ 6581–75. Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200004511.

33. ASTM D924–08. Стандартный метод определения коэффициента рассеяния (коэффициента мощности) и относительной диэлектрической проницаемости (диэлектрической постоянной) электроизоляционных жидкостей. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/DATABASE.CART/HISTORICAL/D924-08.htm.

34. DIN 57370–1:1978–12. Изоляционные масла. Новые изоляционные масла для трансформаторов и распределительных устройств. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.beuth.de/en/standard/din-57370-1/783373.

35. ГОСТ 33–2000. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200019821.

36. ASTM D445–11a. Стандартный метод определения кинематической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей (и расчет динамической вязкости). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/DATABASE.CART/HISTORICAL/D445-11A-RUS.htm.

37. DIN 51562–3–1985. Вискозиметрия. Измерение кинематической вязкости с применением вискозиметра Уббелоде. Относительное изменение вязкости при непродолжительном времени протекания. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nd.gostinfo.ru/document/6253154.aspx.

38. ГОСТ 6356–75. Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200005427.

39. ASTM D92–18. Стандартный метод определения температуры вспышки и температуры воспламенения нефтепродуктов в открытом тигле Кливленда. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/Standards/D92-RUS.htm.

40. ISO 2592:2000. Определение температур вспышки и воспламенения. Метод с применением открытого тигля Кливленда. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nd.gostinfo.ru/document/3622767.aspx.

41. ГОСТ 20287–91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200005428.

42. ASTM D97–17b. Стандартный метод определения точки потери текучести нефтепродуктов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/Standards/D97-RUS.htm.

43. ISO 3016:2019. Нефтепродукты. Определение температуры потери текучести. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nd.gostinfo.ru/document/6450889.aspx.

44. ГОСТ 2917–76. Масла и присадки. Метод определения коррозионного воздействия на металлы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200008550.

45. ACTM D 1275–06. Стандартный метод определения коррозионных сернистых соединений в электроизоляционных маслах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/DATABASE.CART/HISTORICAL/D1275-06-RUS.htm.

46. DIN 51353–1985. Масла электроизоляционные. Определение наличия корродирующей серы методом пробоя на серебряную пластинку. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nd.gostinfo.ru/document/4061444.aspx.

47. ГОСТ 5985–79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200005438.

48. ASTM D974–08. Стандартный метод определения кислотного и щелочного числа с помощью титрования с цветным индикатором. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/DATABASE.CART/HISTORICAL/D974-08-RUS.htm.

49. DIN 51558–2–2017. Масла минеральные. Определение кислотного числа методом титрования с применением цветного индикатора. Изоляционные масла. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nd.gostinfo.ru/document/6317171.aspx.

50. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.

51. Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems / Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutre [et al.] // Feature Article. – 1999. – Vol. 1. – P. 11–20.

52. Reliability and improvements of water titration by the Karl Fischer technique / M. Koch, S. Tenbohlen, J. Blennow, I. Hoehlein // 15th ISH, August 27–31, 2007, Ljubljana, Slovenia.

53. Experimental evaluation of water content determination in transformer oil by moisture sensor / T. Gradnik, M. Konkan-Gradnik, N. Petric, N. Muc // IEEE International Conference on Dielectric Liquids, Trondheim, 2011.

54. Davydov V.G., Roizman O. Moisture assessment in power transformers // VAISALA News. – 2002. – Vol. 160. – P. 18–21.

55. Clark F.M. Factors affecting the mechanical deterioration of cellulose insulation // Transactions of Electrical Engineering. – 1942. – Vol. 61. – P. 742–749.

56. Fabre J., Pichon A. Processes and products of paper in oil. Application to transformers // International Conference on Large High Voltage Electric System (CIGRE), paper 137, Paris, France, 1960.

57. Moser H.P. Transformerboard, special print of scientia electrica / translated by EHV-Weidmann Lim., St., Johnbury, Vermont, USA, Section C, 1979.

58. Fessler W.A., McNutt W.J., Rouse T.O., Bubble formation in transformers // EPRI report EL-5384, EPRI, Palo Alto, CA, 1987.

59. ГОСТ 982–80. Масла трансформаторные. Технические условия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200003663.

60. Роль физико-химических методов анализа в системе оценки состояния трансформаторного оборудования / В.В. Бузаев [и др.] // Тр. науч.-практ. семинара по проблеме диагностики электрической изоляции. – Новосибирск, 2004.

61. Чупак Т.М. Прогнозирование технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов: автореф. дис. … канд. техн. наук: 05.14.02. – Красноярск, 2007. – 20 с.

62. Давиденко И.В. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования: автореф. дис. … канд. техн. наук: 05.14.02. – Екатеринбург, 2009. – 46 с.

63. ГОСТ 7822–75. Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200004512.

64. РД 34.43.107–95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4294844/4294844653.htm.

65. ASTM D1533–12. Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/Standards/D1533.htm.

66. DIN 51777–1–1983. Углеводороды нефтяные и растворители. Часть 1. Прямой метод определения содержания воды по Карлу Фишеру. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nd.gostinfo.ru/document/4018927.aspx.

67.. Koch M., Krüger M. A fast and reliable dielectric diagnostic method to determine moisture in power transformers // International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, April 21–24, 2008, Beijing, China.

68. Oommen T.V. Moisture equilibrium in paper-oil systems, Electrical / Electronics Insulation Conference, Oct. 3–6, 1983, Chicago.

69. Griffin P.G., Bruce C.M., Christie J.D. Comparison of water equilibrium in silicone and mineral oil transformers // Minutes of the Fifty Fifth Annual International Conference of Doble Clients, Sec. 10-9.1, 1988.

70. Koch M. Improved deterioration of moisture in oil-paper insulations by specialized moisture equilibrium charts // XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, 2005, Beijing, China.

71. Leibfried T., Kachler A.J. Insulation diagnostics on power transformers using the epolarizati and epolarization current (PDC) analysis // IEEE International Symposium on Electrical Insulation, April 7–10, 2002, Boston, MA USA.

72. Moisture equilibrium in transformer oil-paper systems / Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutre [et al.] // IEEE Electrical Insulation. – 1999. – Vol. 1. – P. 11–20.

73. Emsley A.M., Stevens G.C. Kinetics and mechanisms of the low-temperature degradation of cellulose // Cellulose. – 1994. – Vol. 1. – P. 26–36.

74. Sumereder C., Muhr M., Körbler B. Life time management of power transformers // 17th International Conference on Electricity Distribution, May 12–15, 2003, Barcelona.

75. ГОСТ 981–75. Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200004508.

76. ГОСТ 6370–2018. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200160609.

77. ASTM D524–15. Стандартный метод определения коксуемости нефтепродуктов по Рамсботтому. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.astm.org/Standards/D524-RUS.htm.

78. ISO 4263–1:2003. Нефть и сопутствующие продукты. Определение поведения при старении ингибированных масел и жидкостей. Метод TOST (Испытание турбинных масел на стабильность). Часть 1. Процедура для минеральных масел. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nd.gostinfo.ru/document/3612154.aspx.

79. Spectroscopic studies of the ageing of cellulosic paper // M. Ali, A.M. Emsley, H. Herman, R.J. Heywood Polymer. – 2001. – Vol. 42. – P. 2893–2900.

80. Батрак А.П., Тюрюмина А.В., Никтина А.В. Акустический способ экспресс диагностики маслонаполненного энергооборудования // Интеллект и наука: тр. XIII Междунар. молодеж. науч. конф. / отв. ред. А.В. Хныкин; Железногор. филиал СФУ. – Железногорск, 2013. – 318 с.

81. Физическая акустика / под ред. У. Мэзона; пер. с англ.; под ред. И.Г. Михайлова. – М.: Мир, 1968. – Т. 2, ч. А.

82. Михайлов И.Г. Ультразвук как метод исследования строения вещества // Вестн. ЛГУ. Серия; Физики и химия. – 1947. – № 3. – С. 5.

83. Михайлов И.Г. Распространение ультразвуковых волн в жидкостях. Л.: Гостезиздат, 1949.

84. Михайлов И.Г., Гуревич С.Б. .Скорость и поглощение ультразвуковых волн в некоторых стеклообразных твердых телах // ЖЭТФ. – 1949. – Т. 19. – С. 173.

85. Михайлов И.Г., Соловьев В.А., Сырников Ю.П. Молекулярная акустика. – М.: Наука, 1964.

86. Письма в ЖЭТФ / М.И. Шахпаронов, Ю.Г. Шорошев, С.С. Алиев [и др.]. – 1968. – Т. 7. – С. 401.

87. Гладков С.М., Коротеев Н.И. Новая схема когерентной оптико-акустической спектроскопии для исследования механизма акустической релаксации в жидкостях // Акуст. журн. – 1979. – Т. 25. – С. 213.

88. Исакович М.А. К теории поглощения звука в поликристаллах // ЖЭТФ. – 1948. – Т. 18. – С. 386.

89. Исакович М.А., Чабан И.А. Распространение волн в сильновязких жидкостях // ЖЭТФ. – 1966. – Т. 50. – С. 1343.

90. Чабан И.А. К вопросу о нелокальной диффузионной теории распространения волн в сильновязких жидкостях» // Акуст. Журн. – 1980. – Т. 26. – С. 288.

91. О поглощении ультразвуковых волн в вязких жидкостях выше дисперсионной области / А.А. Бердыев, В.А. Мухамедов, В.М. Троицкий, Б. Хемраев // Акуст. журн. – 1981. – Т. 27. – С. 481.

92. Красильников В.А., Крылов В.В. Введение в физическую акустику. – М.: Наука, 1984. – 403 с.

93. Ноздрев В.Ф. Молекулярная акустика. – М., 1974. – 32 с.

94. Тюрюмина А.В., Батрак А.П., Секацкий В.С. Анализ применения метода акустической эмиссии для диагностики силового оборудования в России и за рубежом // Молодой ученый. – 2016. – № 28 (132). – С. 194–197.

95. Boczar T. Application of signal processing elements for the characteristics of acoustic emission pulses generated by partial discharges // Physics and chemistry of solid state. – 2007. – № 3. – P. 610–617.

96. Boczar T., Frącz P. Comparison of the measurement results of electrical discharges registered by the acoustic emission and optical spectrophotometry methods // Physics and chemistry of solid state. – 2006. – № 3. – С. 564–571.

97. Wotzka D., Cichoń A., Boczar T. Modeling and experimental verification of ultrasound transmission in electro insulation oil // Archives of Acoustics. – 2012. – № 1. – С. 19–22.

98. Park D., Choi S., Kil G. Measurement and analysis of acoustic signal generated by partial discharges in insulation oil // The 7th WSEAS International Conference on Power Systems. – Beijing, 2007.

99. Santos Filho O.G., Zaghetto S.L., Pereira G.O. Case studies of electric power equipment diagnostics using acoustic emission // 17th World conference on nondestructive testing. – Shanghai, 2008.

100. Boczar T., Frącz P. The application of the correlative analysis and the regression function for determining correlations of the measurement results of acoustic emission generated by partial discharges // ACTA PHYSICA POLONICA A. – 2009. – № 3. – С. 281–284.

101. Типовые нормы времени на лабораторные работы в нефтедобыче. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200101830.

102. ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200003864.

103. ГОСТ 10121-76 Масло трансформаторное селективной очистки. Технические условия. : [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200003207.

104. Тюрюмина А.В., Секацкий В.С., Батрак А.П. Применение метода акустической эмиссии для диагностики силовых трансформаторов // Завалишинские чтения – 17: сб. докл. – СПб.: ГУАП, 2017. – 351 с.

105. Акустический анализ свойств трансформаторных масел / А.П. Батрак, Т.М. Чупак, А.В. Тюрюмина, А.В. Никитина //Тяжелое машиностроение. – 2014. – № 4–5. – С. 45–46.

106. Anastasiya Tyuryumina, Andrey Batrak and Victor Sekackiy. Determination of transformer oil quality by the acoustic method // MATEC Web of Conferences. – 2017. – 113 p.

107 Негров, Д. А. Ультразвуковые колебательные системы для синтеза полимерных композитных материалов : монография / Д. А. Негров, Е. Н. Еремин, А. А. Новиков, Л. А. Шестель. – Омск : Изд-во ОмГТУ, – 2012. – 128 с.

108. ГОСТ 215–73. Термометры ртутные стеклянные лабораторные. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293834/4293834632.pdf.

109. ГОСТ 8.395–80. Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/gost-8-395-80-gsi.

110. ГОСТ 12.1.027–80. Система стандартов безопасности труда. Шум. Определение шумовых характеристик источников шума в реверберационном помещении. Технический метод. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/5200305.

111. ГОСТ 29227–91. Посуда лабораторная стеклянная. Пипетки градуированные. Часть 1. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200024087.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по науке
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
М.И. Гладышев
«20» июня 2019 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
в учебный процесс Политехнического института ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» результатов диссертационной работы Креховой А.В. на тему «Метод акустического контроля эксплуатационных показателей качества трансформаторных масел»

Результаты диссертационной работы Креховой А.В. внедрены в учебный процесс Политехнического института Сибирского федерального университета на кафедре «Стандартизации, метрологии и управления качеством» и используются при проведении практических занятий по дисциплинам: «Методы и средства измерений и контроля», «Основы испытаний продукции», «Организация и планирование эксперимента».

Методическая и экспериментальная работы позволили повысить уровень подготовки бакалавров и магистров по выпускаемым специальностями, усовершенствовать исследовательскую часть при проведении практических занятий и лабораторных работ.

Заведующий кафедрой
«Стандартизации, метрологии и управления качеством», к.т.н. В.С. Секацкий

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель главного инженера
по эксплуатации электрических сетей
АО «КрасЭКо»
_____ Е.А. Коржов
«04» июля 2019 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы
МЕТОД АКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ

выполненной КРЕХОВОЙ АНАСТАСИЕЙ ВЛАДИМИРОВНОЙ
(ф.и.о. исполнителя, наименование кафедры)

Кафедра ТОПЛИВООБЕСПЕЧЕНИЯ И ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ ИНСТИТУТА НЕФТИ И ГАЗА СИБИРСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА

внедрены в АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КРАСНОЯРСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ» (АО «КРАСЭКО»)

1 Вид внедренных результатов: МЕТОД АКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ ПО ПАРАМЕТРАМ УВЛАЖНЕННОСТИ И СОДЕРЖАНИЯ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ
эксплуатация (изделия, работы, технологии), производства (изделия, работы, технологии) и др.

2 Характеристика масштаба внедрения: ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРИМЕСЕЙ (ВЛАГИ И ЦЕЛЛЮЛОЗЫ) ПО ВЕЛИЧИНЕ АКУСТИЧЕСКОГО КОЭФФИЦИЕНТА ДЕМПФИРОВАНИЯ СРЕДОЙ

3 Форма внедрения: МЕТОД КОНТРОЛЯ
методика (метод)

4 Новизна результатов научно-исследовательских работ КАЧЕСТВЕННО НОВЫЕ
(пионерские, принципиально новые, качественно новые, модификация, модернизация старых разработок)

5 Опытно-промышленная проверка ПОДТВЕРЖДЕНА ПРОТОКОЛАМИ ИСПЫТАНИЙ ВНЕДРЯЕМОГО МЕТОДА

6 Внедрены: В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРАНСФОРМАТОРОВ

7 Годовой эффект
Ожидаемый –
Фактический –

8 Удельная экономическая эффективность внедренных результатов –

9 Объем внедрения –
что составляет – от объема внедрения, положенного в основу гарантированного экономического эффекта, рассчитанного по окончании НИР

10 Социальный и научно-технический эффект РАЗРАБОТАН МЕТОД АКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИМ КОНЦЕНТРАЦИЮ ПРИМЕСЕЙ ПО ВЕЛИЧИНЕ АКУСТИЧЕСКОГО КОЭФФИЦИЕНТА ДЕМПФИРОВАНИЯ СРЕДОЙ
(охрана окружающей среды, недр. улучшение и оздоровление условий труда, специального назначения и т.п.)

От исполнителя
Автор разработанного метода контроля _____ А.В. Крехова

Зав. кафедрой «Топливообеспечения и горюче-смазочных материалов» ИНиГ СФУ
_____ Ю.Н. Безбородов

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по науке
ФГАОУ ВО «Сибирский
федеральный университет»
_____ М.И. Гладышев
«16» июля 2019 г.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАССОВОЙ ДОЛИ ВЛАГИ И ЦЕЛЛЮЛОЗЫ В ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЛАХ АКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Методику разработал:
Крехова А.В. (ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»)

СОГЛАСОВАНО
Рассмотрено и рекомендовано
к внедрению

Протокол заседания
№ 11 от 30.08 2019 г.
Заведующий кафедрой
«Топливообеспечение
и горюче-смазочные материалы»

_____ Ю.Н. Безбородов

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 Общие положение……. 3
2 Показатели точности……. 3
3 Требования к средствам измерений, вспомогательным устройствам, материалам, реактивам……. 3
4 Метод измерений……... 4
5 Требования безопасности, охраны окружающей среды…… 4
6 Требования к условиям измерений…….. 4
7 Операции при подготовке, выполнении измерений и обработке результатов измерений…….…… 5
7.1 Подготовка к выполнению измерений……..… 6
7.2 Порядок выполнения измерений…….. 6
7.3 Обработка результатов измерений……... 10
8 Форма представления результатов измерений……...…… 10
9 Контроль точности результатов измерений……... 10
Список литературы…….. 11

1 Общие положения

Настоящий документ устанавливает методику выполнения измерений по определению массовой доли влаги и целлюлозы в трансформаторных маслах марки Т-1500 и Т-1500У (ГОСТ 982-80 [1]) акустическим методом.

Настоящая методика устанавливает способ контроля массовой доли влаги и целлюлозы в трансформаторных маслах акустическим методом.

Методика соответствует требованиям ГОСТ 8.010-2013 [2].

2 Показатели точности

Пределы допускаемой абсолютной погрешности:

– при измерении массы образцов трансформаторного масла ± 0,001 г;

– при определении массовой доли влаги суммарная погрешность (допуск погрешности) ± 0,0125 г/кг.

3 Требования к средствам измерений, вспомогательным устройствам, материалам, реактивам

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений, вспомогательные устройства, материалы и реактивы:

- измерительная установка, состоящая из частотного генератора, усилителя мощности, резервуара для испытуемой среды, двух пьезокерамических датчиков (излучателя и приемника), предварительного усилителя, детектора уровня, микроконтроллера, персонального компьютера с установленным на нем авторским приложением;

- электронные весы по ГОСТ 24104–2001 [3] для взвешивания образцов трансформаторного масла;

- лабораторный термометр ТЛ 2 по ГОСТ 215–73 [4] для определения температуры трансформаторного масла.

4 Метод измерений

Метод измерения представляет собой косвенный метод сравнения с мерой (которой является сравнительный коэффициент демпфирования масла, полученный экспериментально) амплитуды звуковой мощности характерной частоты поглощения влаги и целлюлозы.

Для вспомогательных измерений массы образца масла применяют прямой статический метод измерения.

5 Требования безопасности, охраны окружающей среды

При выполнении измерений соблюдают следующие требования:

– ГОСТ 2517–85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб [6];

– ГОСТ 12.1.005–88. Система стандартизации безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [7];

– ГОСТ 27574–87. Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия [8];

– ГОСТ 27575–87 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия [9];

– ГОСТ 30852.0–2002 (МЭК 60079–0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования [10];

– ГОСТ 30852.9–2002 (МЭК 60079–10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон [11].

6 Требования к условиям измерений

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

– температура 20 °С;

– атмосферное давление 760 мм р.ст.;

– относительная влажность 60 %.

Условия должны соответствовать РМГ 128–2013 [12].

7 Операции при подготовке, выполнении измерений и обработке результатов измерений

Общий вид методики представлен на рисунке 1.

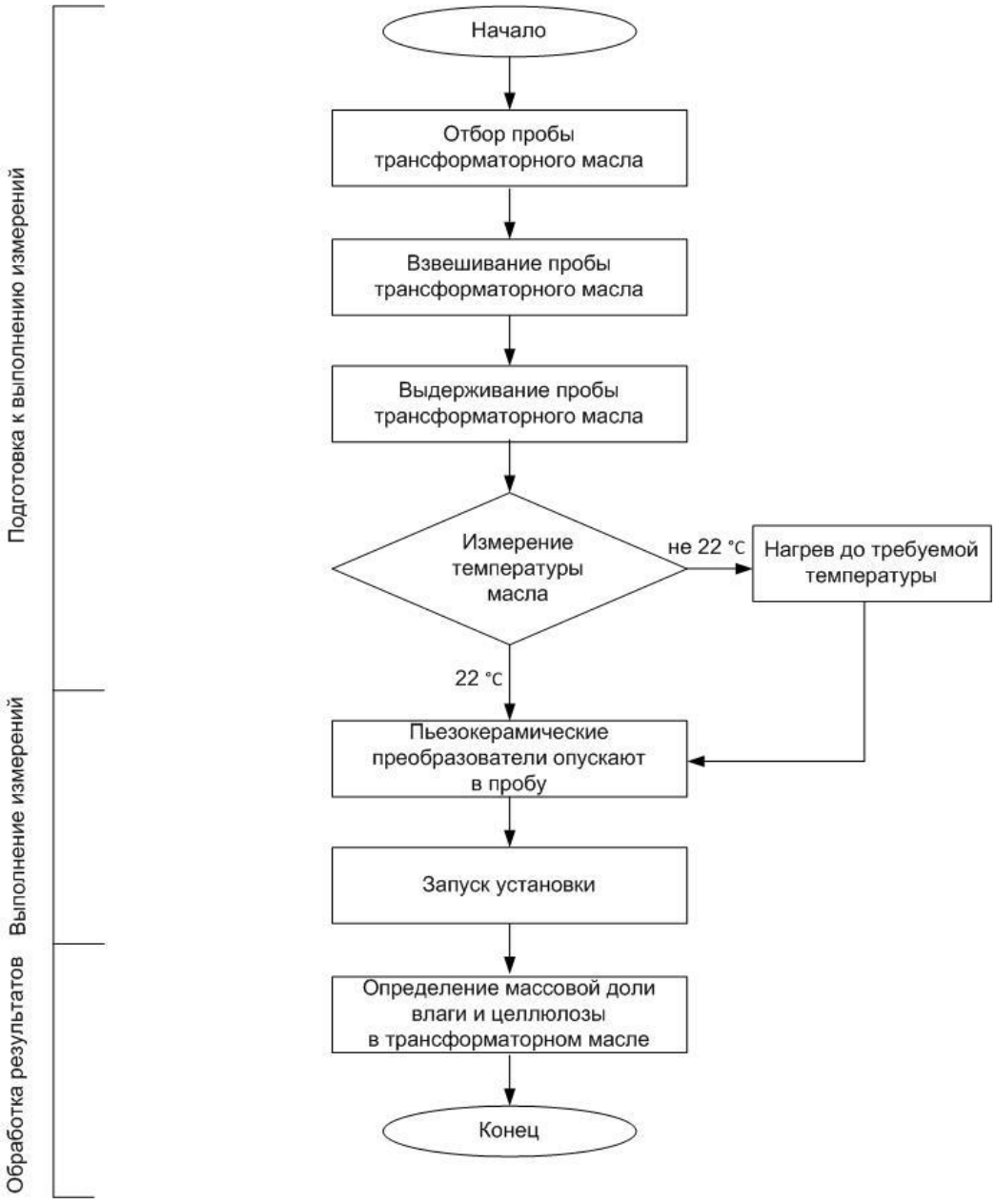


Рис. 1 – Методика определения массовой доли влаги и целлюлозы в трансформаторном масле акустическим методом

7.1 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

– пробу трансформаторного масла (от 380 до 400 г) отбирают в бутылку емкостью до 0,5 л;

– пробу выдерживают при нормальных условиях окружающей среды в течение суток;

– определяют температуру пробы масла термометром по ГОСТ 215–73 [4]. Температура должна составлять 22 °С. При низкой температуре масло нагревается в термостате до достижения требуемой температуры.

7.2 Порядок выполнения измерений

При выполнении определения массовой доли влаги и целлюлозы в исследуемом образце необходимо выполнить следующие операции:

– наполнить контрольную ёмкость 1 (рис. 2) исследуемой выдержанной пробой трансформаторного масла по уровню риски 2 на данной ёмкости. При этом пьезокерамические преобразователи должны быть полностью погружены в пробу масла

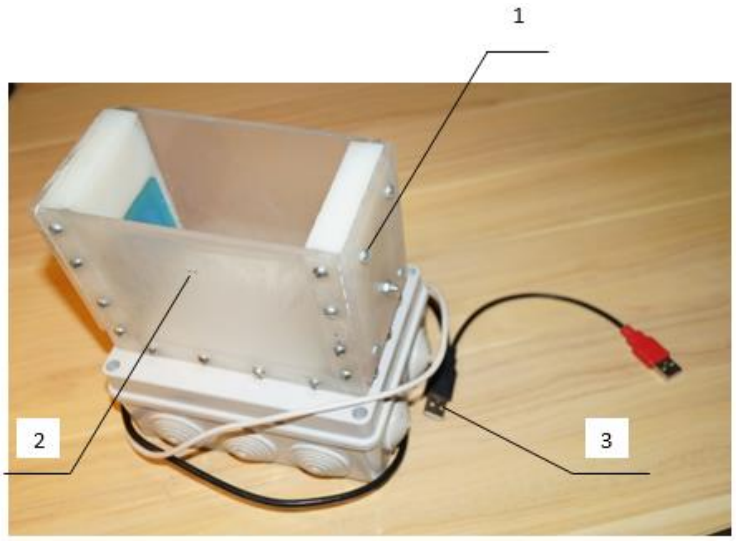


Рис. 2 – Общий вид испытательного резервуара:
1 – емкость (резервуар); *2* – контрольная риска, *3* – разъем USB

– проконтролировать с помощью весов ГОСТ 24104–2001 [3] массу пробы, которая не должна превышать 400 г;

- подключить разъём 3 к разъёму USB ПК с предустановленным авторским приложением;

- запустить приложение на ПК, где появится рабочий интерфейс авторской оболочки измерения, которая представлена на рисунке 3.

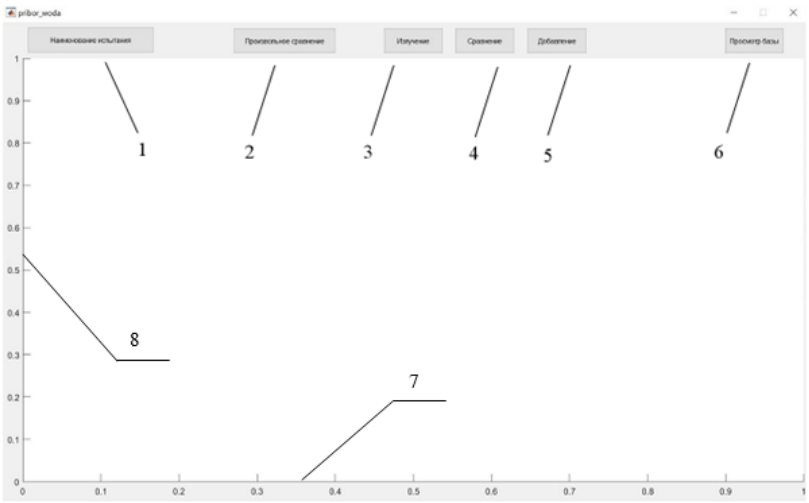


Рис. 3 – Интерфейс авторского приложения:
1 – испытание; 2 – произвольное сравнение; 3 – излучение 4 – сравнение; 5 – добавление; 6 просмотр базы; 7 анализируемая частота; 8 – анализируемая звуковая мощность.

– в рабочем окне интерфейса нажать кнопку 1 в выпавшем окне задать название испытания;

– нажатием кнопки 3 запустить эталонное излучение, при этом в рабочем пространстве интерфейса (рис. 4) строится АЧХ испытуемого образца

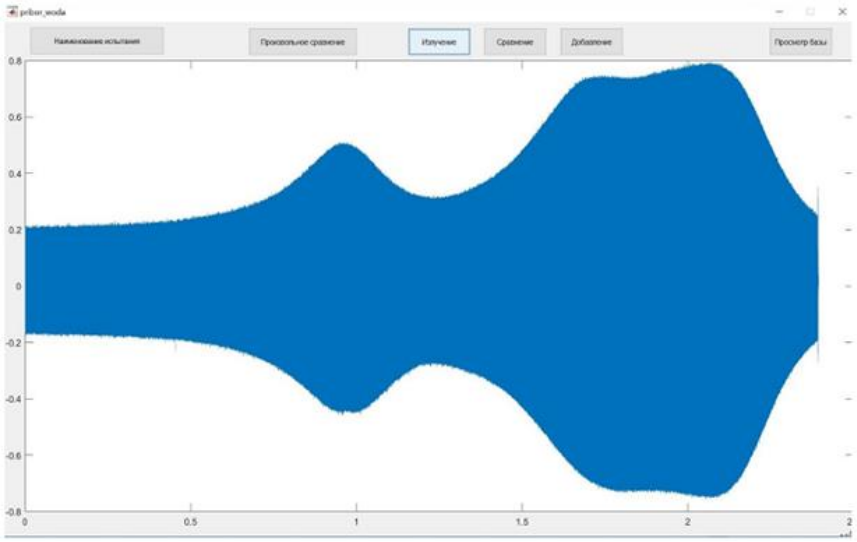


Рис. 4 – Интерфейс авторского приложения (излучение)

– нажатием кнопки 4 отобразить результат определения массовой доли влаги и целлюлозы.

Порядок работы остальных кнопок рабочей программы предназначены для исследовательской работы и не могут быть оглашены в рамках существующей методики.

7.3 Обработка результатов измерений

Обработку результатов измерений и необходимые расчеты следует выполнять с помощью системы обработки информации автоматически (с учетом данных, введенных оператором вручную).

Допускается проводить обработку результатов вручную по способу определения коэффициента демпфирования средой по формуле (1):

$$K = \frac{Y_2}{Y_1} \qquad (1)$$

где Y_2 - мощность звуковой волны, прошедшей через образец трансформаторного масла при выполнении измерений;

Y_1 - мощность звуковой волны, прошедшей через эталонной образец трансформаторного масла (таблица 1).

Таблица 1 – Мощность звуковой волны, прошедщей через эталонное трансформаторное масло марки Т-1500

Мощность звуковой волны, прошедшей через эталонное трансформаторное масло марки Т-1500	
При определении массовой доли влаги	При опредлеении массовой доли целлюлозы
$10 \cdot 10^{-9}$ Вт	$6 \cdot 10^{-9}$ Вт

Полученное значение коэффициента демпфирования средой и соответствующее значение массовой доли влаги и целлюлозы в образце определяется по тарировочным кривым, представленным на рисунках 5 и 6.



Рис. 5 – Тарировочная кривая зависимости концентрации влаги от коэффициента демпфирования средой

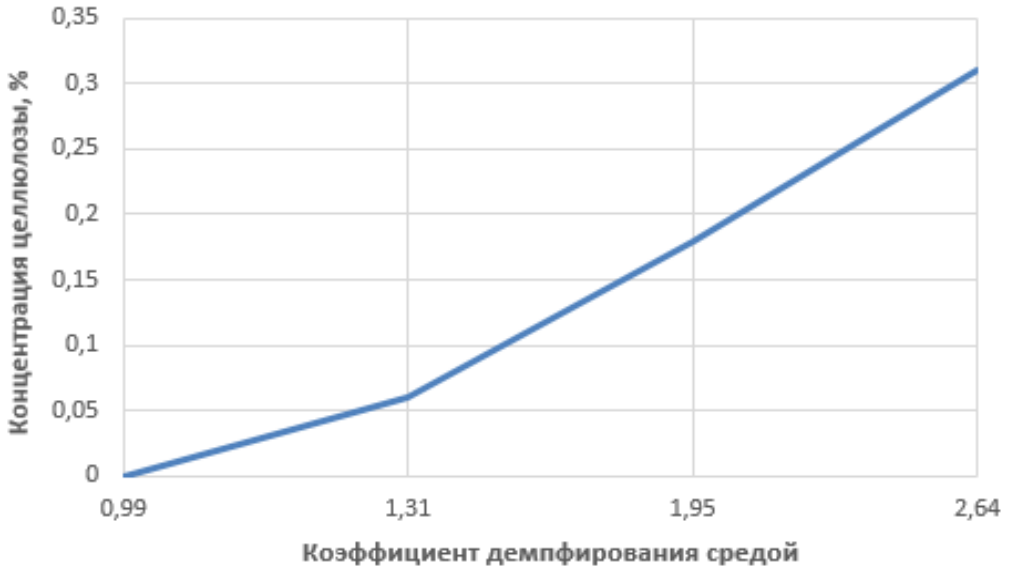


Рисунок 6 – Тарировочная кривая зависимости концентрации целлюлозы от коэффициента демпфирования средой

В случаях, если полученные значения коэффициента демпфирования средой выходят из пределов, представленных на рисунках 5 и 6, то для определения массовой доли влаги и целлюлозы используются соответствующие уравнения регрессии (формулы 2 и 3 соответственно):

$$Y_{демп.} = 0,99 - 2,75 \cdot X \quad (2)$$

$$Y_{демп.} = 0,99 + 5,32 \cdot X \quad (3)$$

Алгоритмы и программы обработки данных результатов измерений, разрабатываемые для обработки результатов ручных измерений, должны быть аттестованы в порядке, установленном МИ 2676 [12].

8 Форма представления результатов измерений

Результаты измерений округляют по правилам округления, изложенным в ГОСТ Р 8.580 (приложение Ж) [13] или других нормативных документов.

9 Контроль точности результатов измерений

Средства измерений, применяемые при измерениях, должны иметь сертификат об утверждении типа в соответствии с решением совета евразийской экономической комиссии от 18. 10 2016 «Об утверждении Порядка утверждения типа средств измерений».

Средства измерений, применяемые при измерениях, должны быть поверены в соответствии с Методиками поверки утверждённых типов средств измерений. Периодичность поверки не реже одного раза в год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 982–80. Масла трансформаторные. Технические условия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200003663.

2. ГОСТ 8.010-2013. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200108158.

3. ГОСТ 24104–2001 Весы лабораторные. Общие технические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200027328.

4. ГОСТ 215–73. Термометры ртутные стеклянные лабораторные. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293834/4293834632.pdf.

5. ГОСТ 2517–85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200003628.

6. ГОСТ 12.1.005–88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200003608.

7. ГОСТ 27574–87. Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200019672.

8. ГОСТ 27575–87 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200019673.

9. ГОСТ 30852.0–2002 (МЭК 60079–0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200103394.

10. ГОСТ 30852.9–2002 (МЭК 60079–10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200103118.

11. РМГ 128-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к созданию лаборатории, осуществляющих испытания и измерения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200118902.

12. МИ 2676–2001. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении объема и массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293832/4293832521.htm.

13. ГОСТ Р 8.580–2001. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200025451.