

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Саратовский государственный аграрный университет  
имени Н.И. Вавилова»**

*На правах рукописи*

**ШЛЮПИКОВ СЕРГЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МАСЛА  
ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,4 кВ,  
ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ**

**Специальность 05.20.02 – «Электротехнологии  
и электрооборудование в сельском хозяйстве»**

**Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**Научный руководитель:  
кандидат технических наук,  
доцент Трушкин В.А.**

**Саратов 2016**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	10
1.1 Краткий обзор условий эксплуатации парка трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ в сельских электрических сетях.....	10
1.2 Причины отказов трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.....	14
1.3 Анализ существующих способов диагностирования влажности изоляции трансформатора.....	21
1.3.1 Химические способы.....	21
1.3.2 Электрические способы.....	23
1.4 Постановка задач исследования.....	32
2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МАСЛА ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,4 кВ, ОТРАБОТАВШИХ НОРМАТИВНЫЙ СРОК СЛУЖБЫ.....	34
2.1 Старение масла в процессе эксплуатации.....	35
2.2 Обоснование периодичности диагностирования масла в зависимости от срока эксплуатации трансформатора.....	39
2.3 Выбор диагностических параметров масла.....	44
2.4 Теоретическое обоснование диагностирования влажности масла....	48
2.4.1 Измерение влажности в условных единицах.....	48
2.4.2 Измерение влажности в относительных единицах. Выбор информативного параметра и частотного диапазона измерения.....	49
2.5 Влияние температуры на процесс измерения индекса влажности...	59
2.6 Расчет чувствительности измерения индекса влажности масла.....	60
2.7 Обоснование вспомогательных параметров масла.....	62
2.7.1 Удельное объемное сопротивление.....	62
2.7.2 Прозрачность масла.....	63
2.7.3 Внешний вид.....	66

2.8 Выводы.....	66
3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СПОСОБА ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МАСЛА.....	68
3.1 Методика исследований.....	68
3.2 Описание экспериментальной установки.....	70
3.3 Разработка измерительной ячейки для экспресс-диагностирования масла на месте размещения трансформатора.....	80
3.4 Лабораторные исследования.....	84
3.4.1 Экспериментальное исследование способа экспресс-диагностирования масла.....	84
3.4.2 Экспериментальное исследование влажности масла как интегрального параметра.....	90
3.5 Методика экспресс-диагностирования масла.....	93
3.6 Производственные испытания.....	94
3.7 Выводы.....	95
4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗРАБОТАННОГО СПОСОБА ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МАСЛА.....	97
4.1 Исходные данные.....	97
4.2 Расчет затрат на диагностирование масла типовым способом.....	100
4.3 Определение затрат на изготовление измерительной ячейки.....	101
4.4 Расчет затрат на диагностирование масла предлагаемым способом.....	102
4.5 Выводы.....	103
ОБЩИЕ ВЫВОДЫ.....	104
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	106
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	117

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Надежность сельского электроснабжения определяется бесперебойной работой трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ. Внезапный выход их из строя причиняет экономический ущерб, при этом убытки связаны не только с необходимостью дальнейшего восстановления трансформаторов, но и с отключениями электроснабжения потребителей и нарушением таких технологических процессов в сельскохозяйственном производстве, как доение, кормление, поение, приготовление кормов, перерыв в работе вентиляции и отопления и как следствие – изменение микроклимата в животноводческих помещениях, режима инкубации яиц и т.п. [5, 17, 41, 76, 88].

Современное состояние сельского электроснабжения характеризуется износом: более 60 % воздушных линий и трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ отработали нормативный срок службы (25 лет). Однако опыт эксплуатации таких трансформаторов показывает, что и после отработки нормативного срока службы значительная их часть сохраняет работоспособность. Хотя они становятся более чувствительными к дестабилизирующим воздействиям (нагрузкам, влажности, температуре и т.п.) [40, 48, 64]. Кроме того, в ближайшие годы из-за экономических и технических причин не ожидается существенной замены трансформаторов. В связи с этим все более актуальной становится проблема сохранения их работоспособности в течение длительного времени.

Анализ надежности трансформаторов показывает, что основным критерием общей оценки их предельной работоспособности является техническое состояние обмоток, которые, в свою очередь, зависят от состояния жидкой и твердой изоляции [45, 48, 64, 74, 91]. Часто изоляция работает в сложных условиях (высокое значение напряженности электрического поля, повышенная температура, растворенные молекулы кислорода воздуха и влаги, металлы и т.д.), что ухудшает ее свойства [15, 37, 42, 46, 78]. Вследствие этого может произойти пробой изоляции и выход из строя трансформатора [8, 87, 88]. Трансформаторное масло в этой системе – ведущий диэлектрик, контактирующий с внешней средой,

взаимодействующий с твердой изоляцией и несущий большой объем диагностической информации [34, 37, 48, 64, 72, 78, 113].

Качество масла в настоящее время определяют лабораторными испытаниями его проб, отбираемых из трансформаторов [6, 29, 70, 79, 84]. Лабораторный контроль масла достаточно трудоемкий и требует использования специального испытательного оборудования и привлечения квалифицированного персонала. Одновременно следует учитывать и тот факт, что трансформаторы в сельских электрических сетях распределены на большой территории, значительно удалены друг от друга и от испытательной лаборатории (более 70 км). Вследствие этого контроль масла выполняется лишь для ограниченного числа трансформаторов с периодичностью 1 раз в 4 года, а для некоторых не проводится вообще.

Одно из направлений решения данной проблемы – совершенствование или создание новых технических средств диагностирования масла, позволяющих определить начало ухудшения его свойств на месте эксплуатации. Результаты снижения качества масла будут служить основанием для более глубокого лабораторного анализа с целью выявления дефектов, что позволит своевременно их устранять проведением таких профилактических мероприятий, как фильтрация, очистка, сушка, регенерация и т.п. [4, 37, 66, 82, 88, 89].

Технические средства диагностирования должны обладать необходимой чувствительностью к диагностическим параметрам, быстродействием, простотой конструкции, небольшой стоимостью и не требовать высокой квалификации обслуживающего персонала, а также обеспечивать возможность контроля масла на месте размещения трансформатора. Это позволит снизить затраты, повысить надежность и долговечность трансформаторов, отработавших нормативный срок службы. Поэтому совершенствование диагностирования масла трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, эксплуатируемых в сельском хозяйстве, – актуальная научно-техническая задача.

Диссертационная работа входит в перечень приоритетных научных направлений развития Саратовского ГАУ им. Н.И. Вавилова по теме № 2 «Модернизация инженерно-технического обеспечения АПК».

**Степень разработанности темы.** Исследованиями процессов старения изоляционной системы «твердая изоляция – масло» трансформаторов занимались как отечественные, так и зарубежные ученые: А.А. Пястолов, Г.П. Ерошенко, М.И. Шахнович, Б.В. Ванин, А.С. Серебряков, В.В. Пучковский, Г.В. Хромова, Г.А. Филиппов, М.Ю. Львов, А.В. Рябков, Е. Штерн, Ф. Эварс, Ф. Кларк, Г. Штергер, Д. Вайда, Б. Геллер и др.

В работах Г.А. Митрофанова, И.Н. Полякова, М.Ю. Стрельникова описаны специальные устройства для диагностирования масла в процессе эксплуатации трансформатора без снятия напряжения, которые присоединялись к системе регенерации масла.

Диссертационное исследование направлено на сохранение работоспособности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы, и снижение затрат на диагностирование масла.

**Цель работы** – разработка способа экспресс-диагностирования масла трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ на месте их размещения.

**Задачи исследования:**

- выполнить анализ условий эксплуатации трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и причин их отказов в системах сельского электроснабжения;
- определить влияние срока службы трансформаторов на периодичность диагностирования масла;
- определить диагностические параметры масла и разработать методику диагностирования его на месте размещения трансформатора;
- разработать и изготовить технические средства для экспресс-диагностирования масла;
- провести лабораторные и производственные испытания для проверки теоретических результатов;
- определить экономическую эффективность разработанного способа экспресс-диагностирования масла.

**Научная новизна** диссертационного исследования заключается в следующем:

- определении периодичности диагностирования масла трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы;
- разработке способа экспресс-диагностирования масла на месте размещения трансформатора;
- введении нового диагностического параметра масла – индекса влажности (ИВ) и установлении его нормативных значений.

#### **Теоретическая и практическая значимость работы:**

- Обоснована возможность повышения вероятности безотказной работы трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы.
- Определены основные параметры способа экспресс-диагностирования масла: индекс влажности, удельное объемное сопротивление, прозрачность и внешний вид.
- Теоретически обосновано определение индекса влажности.
- Разработан и обоснован способ экспресс-диагностирования масла.
- Разработано устройство для диагностирования масла на месте размещения трансформатора (патент RU 127479).
- Создана электрическая схема измерения индекса влажности и удельного объемного сопротивления масла.
- Снижены эксплуатационные затраты на диагностирование масла.

Годовая экономия от применения предлагаемого способа экспресс-диагностирования масла в рамках одних районных электрических сетей (РЭС) составляет 281610 руб.

Производственные испытания опытного образца измерительной ячейки были проведены в Питерских РЭС Саратовской области.

Полученные результаты могут быть использованы конструкторскими организациями и эксплуатационными службами при создании и модернизации трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ путем установки на них измерительной ячейки для проведения экспресс-диагностирования масла.

**Методология и методы исследования.** В работе использованы аналитические и экспериментальные методы исследования, современные положения теории электротехнических материалов, надежности и метрологии. Обработка экспериментальных исследований осуществлялась на ПЭВМ. При испытаниях были применены современные средства измерительной техники.

**Положения, выносимые на защиту:**

- периодичность диагностирования масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы;
- способ экспресс-диагностирования масла с помощью предложенной измерительной ячейки;
- теоретическое обоснование определения индекса влажности и электрическая схема его измерения;
- теоретические и экспериментальные зависимости индекса влажности от абсолютной влажности масла;
- экономическая эффективность способа экспресс-диагностирования масла.

**Степень достоверности и апробация результатов** подтверждены достаточной сходимостью теоретических и экспериментальных данных, а также результатами анализа статистических материалов.

Содержание работы и основные результаты были обсуждены и получили положительную оценку:

- на научно-практических конференциях профессорско-преподавательского состава СГАУ им. Н.И. Вавилова (г. Саратов, 2010–2015 гг.);
- на I–VI Международных научно-практических конференциях «Актуальные проблемы энергетики АПК» (г. Саратов, 2010–2015 гг.);
- на Международной научно-практической конференции «Интеграция науки и производства – стратегия устойчивого развития АПК России в ВТО» (г. Волгоград, 2013 г.);
- на конкурсе научно-исследовательских проектов молодых ученых СГАУ им. Н.И. Вавилова «Инновационная наука – молодой взгляд в будущее» (г. Саратов, 2012, 2014, 2015 гг.);

– на Международной конференции «Разработки молодых ученых в области повышения энергоэффективности использования топливно-энергетических ресурсов» в рамках XVI специализированной выставки «Энергетика. Энергоэффективность. 2014» (г. Саратов, 2014 г.);

– на VIII Саратовском салоне изобретений, инноваций и инвестиций (г. Саратов, 2013 г.), где устройство контроля качества трансформаторного масла было удостоено Почетной грамоты.

По результатам исследования опубликовано 12 печатных работ, в т. ч. 3 – в рецензируемых научных изданиях; патент на полезную модель РФ № 127479. Общий объем публикаций – 2,78 печ. л., из которых 1,49 печ. л. принадлежат лично соискателю.

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и приложений. Она изложена на 116 страницах компьютерного текста, содержит 10 таблиц, 25 рисунков, 13 приложений. Список используемой литературы включает в себя 122 наименования, в том числе 5 – на иностранном языке.

## 1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 1.1 Краткий обзор условий эксплуатации парка трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ в сельских электрических сетях

Рост производственного энергетического потенциала села и электроемкости сельскохозяйственной продукции увеличивает зависимость объемов ее производства от количества потребляемой электроэнергии и качества электроснабжения [5, 76, 88, 105]. По данным [17, 40, 67, 82], электроснабжение сельских потребителей осуществляется централизованно от энергосистем по следующей типовой схеме: районная подстанция средней мощностью 3200 кВ·А питает 4–5 воздушных линий напряжением 10 кВ, имеющих среднюю длину 30 км; к каждой из этих линий подключено до 15 трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ (средняя нагрузка 150 кВт); от каждого отходят 3–4 воздушные линии напряжением 0,4 кВ средней протяженностью 0,4 км.

Чтобы выявить современное состояние парка трансформаторов, выполнено обследование системы электроснабжения объектов АПК в зоне Поволжья Российской Федерации. Результаты этого обследования представлены в таблице 1.1 [80].

Таблица 1.1 – Количество и мощность трансформаторов ТП 6-10-35/0,4 кВ по состоянию на 01.01.2015 г.

Наименование	Количество, шт.	Мощность, тыс. кВ·А
Саратовские РС	9048	1311,55
Самарские РС	5516	1022,77
Ульяновские РС	5331	937,75
Мордовэнерго	3931	691,14
Оренбургэнерго	10022	1767,31
Пензаэнерго	6608	951,21
Чувашэнерго	4798	848,91
ВСЕГО	45254	7530,64

Анализ парка трансформаторов Саратовских распределительных сетей (РС) показал, что 90 % от их общего числа приходится на долю трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, установленных в сельской местности, из которых более 60 % имеют срок службы свыше 25 лет. Данные трансформаторы размещены на всей территории Саратовской области неравномерно [102].

Электрические нагрузки в сельском хозяйстве создаются электроприемниками производственного и коммунально-бытового назначения.

К электроприемникам производственного назначения относятся: животноводческие фермы и комплексы, птицефабрики, зерноочистительные пункты, льно- и сеносушилки, мельницы, гаражи, котельные, предприятия по обслуживанию сельского хозяйства, переработке сельскохозяйственной продукции и т.п., а к коммунально-бытовым – жилые и общественные здания и сооружения [5, 17, 18, 35, 50, 76].

Одна из особенностей сельских электрических сетей – большое количество удаленных друг от друга потребителей сравнительно малой мощности и радиальное построение сетей, что создает трудности в обеспечении надежного электроснабжения. Другая особенность – отсутствие в некоторых случаях хороших подъездных путей и удаленность от районного центра более 70 км.

Трансформаторы сельских электрических сетей в процессе эксплуатации подвергаются воздействиям изменяющихся внешних факторов [40, 81, 82]:

- асимметрии фазных токов;
- резкопеременного суточного графика нагрузки;
- солнечной радиации;
- ветровых воздействий.

Асимметрия фазных токов бывает двух видов – неслучайная, возникающая из-за неравномерного распределения однофазных токоприемников, которую можно легко устранить, и случайная (вероятная), вызванная случайными включениями однофазных потребителей, устранить которую невозможно. Согласно [79], степень неравномерности нагрузки на фазы линий, отходящих от трансформаторов, не должна превышать 20 %, но на практике этого добиться не уда-

ется. Асимметрия токов отрицательно сказывается как на потребителях – снижает их характеристики и срок эксплуатации, так и на самом трансформаторе – нарушает его тепловой режим.

Следующая особенность эксплуатации сельских трансформаторов – резкопеременный суточный график нагрузки, имеющий утренний и вечерний максимумы, некоторый провал нагрузки в дневное и отсутствие ее в ночное время. В правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей [79] указаны величина и продолжительность допустимых перегрузок, при этом любая перегрузка приводит к определенному снижению срока службы изоляции трансформатора.

Большая часть трансформаторов выходит из строя не зимой при максимальной нагрузке, а летом – при минимальной [82]. Происходит это потому, что на нагрев трансформатора значительно влияют не только его нагрузка и величина подводимого напряжения, но и температура окружающей среды. От воздействия солнечной радиации температура верхних слоев масла в трансформаторе возрастает на 10...20 °С в зависимости от сезона и размеров баков трансформаторов. Этому явлению подвергаются и другие конструктивные элементы трансформатора. Основным выходом из этой ситуации служит окрашивание их в светлые тона.

Исследования [82] показали, что при скоростях ветра от 2 м/с и выше коэффициент допустимой нагрузки может быть изменен до 23 %, при этом температура верхних слоев масла в трансформаторах уменьшается от 5 до 12 °С.

Учитывая, что трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ служат конечным звеном в системе электроснабжения потребителей, то выход их из строя не нарушает работоспособности всей системы, отключаются лишь питаемые ими потребители. Согласно [5, 17, 50, 67, 79], все электроприемники разделяются на три категории в отношении обеспечения надежности электроснабжения.

Главным направлением повышения бесперебойного электроснабжения сельских потребителей служит качественная и своевременная техническая эксплуатация трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, поскольку от их состояния зави-

сит частота и продолжительность отключений. Техническая эксплуатация включает плановые и оперативные работы [40, 66, 82, 93, 117]. В плановом порядке проводятся: техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты. К оперативным работам относят: периодический и внеочередной осмотры, контроль режима работы, переключения и отключения, а также профилактические испытания. Объем оперативных работ регламентируется нормативными документами [70, 79], заводским паспортом и инструкциями местных эксплуатационных служб. Он является усредненным и в большинстве случаев корректируется руководителем местной эксплуатационной службы для каждого трансформатора с учетом условий эксплуатации и имеющейся диагностической базы.

Эксплуатационно-профилактические работы проводят с целью предупреждения повреждений и дефектов, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации, и их устранения. В объем этих работ входят систематические осмотры, профилактические измерения и проверки.

Плановые осмотры трансформаторов выполняют в дневное время по утвержденному графику, но не реже 1 раза в шесть месяцев. После аварийных отключений питающих линий, при перегрузках оборудования, резком изменении погоды и стихийных явлениях (мокрый снег, гололед, ураган и т.п.) осуществляют внеочередные осмотры. Не реже 1 раза в год инженерно-технический персонал выполняет контрольные осмотры трансформаторов. Обычно их совмещают с приемкой объектов к работе в зимних условиях, с осмотрами воздушных линий напряжением 10 или 0,4 кВ и т.д.

Осмотры, ремонты и профилактические испытания оборудования на трансформаторах проводятся в основном комплексно в одни сроки, без снятия напряжения, а при необходимости с частичным или полным отключением оборудования.

Строгое выполнение мероприятий по технической эксплуатации позволяет увеличить срок службы трансформаторов и снизить эксплуатационные расходы на 35–40 % [40, 82, 88]. Однако в большинстве случаев эти работы сдерживаются нехваткой приборной диагностической базы.

## 1.2 Причины отказов трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ

Анализ документации распределительных сетей показал, что ежегодный отказ трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, эксплуатируемых в сельских электрических сетях, составляет в среднем 10 % от числа установленных.

Работоспособность силовых трансформаторов определяется состоянием обмоток, которые, в свою очередь, зависят от бумажно-масляной изоляции [7, 9, 21, 42, 59, 74, 86, 89, 91, 109, 119]. Под влиянием термических, окислительных, гидролитических, электрических и механических воздействий уровень изоляции снижается [53, 87, 122].

Трансформатор в процессе эксплуатации постоянно находится во включенном состоянии, в результате чего на его изоляцию длительное время воздействует электрическое поле, соответствующее номинальному напряжению, которое она должна выдерживать продолжительное время. Кроме того, в электрической сети возможны кратковременные перенапряжения, возникающие вследствие коммутационных процессов (например, включение и выключение больших мощностей) или процессов аварийного характера (короткие замыкания), а также импульсные перенапряжения из-за атмосферных разрядов. Изоляционная система должна выдерживать эти перенапряжения [8, 87].

При протекании тока по обмоткам трансформатора происходят потери мощности (диэлектрические потери), из-за чего изоляция нагревается. Воздействие высоких температур приводит к ускорению процессов старения целлюлозы, вследствие чего изоляционная бумага теряет свою эластичность, становится хрупкой и как следствие – снижается ее электрическая прочность. Старение представляет собой химическую реакцию, скорость которой зависит от температуры и подчиняется закону Аррениуса [8, 52, 119]:

$$V = V_0 e^{-\frac{W_a}{kT}}, \quad (1.1)$$

где  $V_0$  – скорость химической реакции, т.е. количество веществ, вступивших в реакцию в единицу времени, моль/с;

$W_a$  – энергия активации для рассматриваемой реакции, Дж;

$k$  – постоянная Больцмана ( $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$  Дж/К);

$T$  – абсолютная температура, К.

Обычно полагают, что срок службы изоляции при тепловом старении обратно пропорционален скорости химических реакций. Тогда, используя уравнение Аррениуса, можно определить сроки службы изоляции в зависимости от различных температур  $T_1$  и  $T_2$ :

$$\frac{t_1}{t_2} = \frac{2^{(T_2 - T_1)}}{\Delta T}, \quad (1.2)$$

где  $t_1$  и  $t_2$  – сроки службы соответственно при температурах  $T_1$  и  $T_2$ , ч;

$\Delta T$  – повышение температуры, сокращающее срок службы изоляции вследствие теплового старения в 2 раза. Значение  $\Delta T$  в среднем составляет  $10^\circ\text{C}$  [52].

Повышение температуры изоляции ускоряет процессы окисления масла. Кроме того, оно приводит к снижению удельного сопротивления материала изоляции и его электрической прочности и может вызвать тепловой пробой, который для твердой изоляции является необратимым.

При протекании тока по обмоткам и другим токоведущим частям между ними возникают механические силы. При нормальных токах они не оказывают существенного воздействия на обмотки и изоляцию. Однако в аварийных случаях (короткое замыкание) токи достигают больших значений, способных вызвать деформацию и разрушение изоляции.

Согласно исследованиям [53], скорость старения бумаги пропорциональна количеству воды в изоляции трансформатора, а наличие кислорода ускоряет процессы старения примерно в 2,5 раза. При контакте с кислородом происходят процессы окисления масла. Скорость их зависит от таких параметров, как температура, солнечный свет и наличие катализаторов [6, 15, 53, 60, 119]. Более подробно процессы старения масла будут рассмотрены во второй главе.

Эксплуатация трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ в сельских электрических сетях имеет свои особенности [43, 57, 58, 78, 82, 99, 105], связанные с воздействием грозových, внутренних перенапряжений и токов короткого замыкания, перегрузок, коммутационных перенапряжений в питающих сетях, влажности окружающей среды, температуры воздуха и солнечной радиации. В связи с этим, по статистическим данным, грозových перенапряжения приводят к отказу 14,7 % трансформаторов, внутренние перенапряжения и короткие замыкания в сетях – 17,2 %, перегрузки – 6,4 %, снижение уровня изоляции в процессе эксплуатации – 49,7 %, влажность масла (по результатам лабораторного анализа) – 12,0 %.

Следует отметить, что основными причинами снижения уровня изоляции в процессе эксплуатации трансформатора являются старение и влажность масла [21, 59]. Поэтому можно утверждать, что из-за влажности масла отказывает более чем 12,0 % трансформаторов.

Изучение эксплуатационной документации поврежденных трансформаторов показывает, что в большинстве случаев они эксплуатировались с характеристиками масла и твердой изоляции, имеющими недопустимые отклонения от нормативных значений. Причина отказов трансформаторов – несвоевременное обнаружение развивающихся дефектов.

Нормативный срок службы трансформатора (25 лет) установлен с расчетом того, что за этот период может произойти тепловой износ витковой и бумажной изоляции обмоток [14, 31, 33, 89]. Основное влияние на нее оказывают величина нагрузки трансформатора, температурные режимы, качество масла, тип защиты масла от окисления, качество самой изоляции, климатические условия. В нормальном режиме работы процессы старения изоляции обмоток протекают достаточно медленно, при появлении дефектов в трансформаторе – ускоряются.

Современное состояние парка трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, эксплуатируемых в сельских электрических сетях, показывает, что более 60 % из них отработали нормативный срок службы, следовательно, возникшие дефекты будут сокращать этот срок еще быстрее.

Механизм развития процессов повреждения изоляции трансформаторов можно представить в виде структурной схемы (рисунок 1.1) [71, 99, 104].

Трансформаторы при изготовлении имеют определенные дефекты. Под влиянием эксплуатационных воздействий происходит их дальнейшее развитие. Однако такие дефекты не являются определяющими при повреждении изоляции. Главную роль играют естественные процессы ее старения под воздействием эксплуатационных факторов.

Перегрузки трансформаторов, повышение температуры окружающей среды, пусковые режимы мощных потребителей, короткие замыкания в сетях, питаемых трансформаторами, приводят к перегреву изоляции, в результате чего ускоряется ее тепловой износ.

Тепловое старение изоляции – определяющее в общем износе, на который также влияет влажность масла, окисление и другие причины, снижающие механическую прочность изоляции.



Рисунок 1.1 – Схема развития повреждений изоляции трансформаторов:

1 – начальные дефекты технологического происхождения;

2 – эксплуатационные воздействия, приводящие к развитию начальных дефектов;

3–7 – последующие стадии развития дефектов изоляции

Появление влаги в изоляции резко уменьшает сопротивление тока утечки, вызванное свободными ионами, что приводит к росту диэлектрических потерь. Вследствие этого снижается напряжение теплового пробоя и происходит дополнительный нагрев изоляции, что влечет за собой ускорение темпов теплового старения [9, 88, 99].

Состарившаяся изоляция легко разрушается под действием вибрации и электродинамических усилий, возникающих при протекании больших токов нагрузки, особенно при коротких замыканиях в питаемых сетях, которые приводят к витковым замыканиям в обмотках, межфазным замыканиям и как следствие – отказу трансформатора [71, 87].

Так как основная часть трансформаторов размещена на открытом воздухе, то на изоляцию существенно влияют климатические условия, в частности, перепады температуры окружающей среды (в течение суток могут составлять 10...15 °С) и влага. Поскольку изоляционная система – композиционная, то климатические факторы сначала воздействуют на жидкую, а затем на твердую изоляцию обмоток [48].

Влага – один из основных факторов, способствующих интенсивному старению изоляции в трансформаторах [2, 3, 4, 9, 53, 61, 89]. Рассмотрим более детально влияние влаги на бумажно-масляную изоляцию трансформатора в целом и на ее отдельные компоненты.

Вода в бумаге может находиться в трех состояниях: в виде молекул, адсорбированных на поверхности, в виде свободной воды в капиллярах и в виде паров. Количество влаги в бумаге зависит в основном от давления паров и температуры воды, находящихся в равновесном состоянии. Содержание воды увеличивается с ростом давления паров и снижается с увеличением температуры. Повышенное количество влаги усиливает проводимость бумаги, что приводит к росту диэлектрических потерь [6, 7, 19, 61, 81, 89, 119].

Вода в масле также может находиться в трех состояниях [6, 53, 120]. Основная ее часть – в растворенном виде. Малая часть – в виде молекул воды и масла,

сильно связанных между собой. Причем число связанных молекул растет с увеличением времени эксплуатации. Кроме того, вода в масле может быть в виде свободных капель. Это наблюдается в том случае, когда насыщение масла водой достигает предела. Самой опасной считается свободная вода, так как ее капельки образуют цепочки вдоль силовых линий поля для электрического разряда [2, 7, 60, 61].

Бумага имеет более высокую гигроскопичность, чем масло, поэтому в изоляционной системе трансформатора влага находится в основном в бумаге. Распределение ее в бумажно-масляной изоляции зависит от температуры внутри трансформатора. При высоких температурах поглощение воды бумагой снижается, а уровень растворимости воды в масле повышается. При постоянной температуре и давлении паров влага между масляной и бумажной изоляциями распределяется равномерно [7, 14, 53, 87, 89, 121].

Графики зависимости влаги, содержащейся в бумаге, от степени влажности окружающего ее масла представлены на рисунке 1.2.

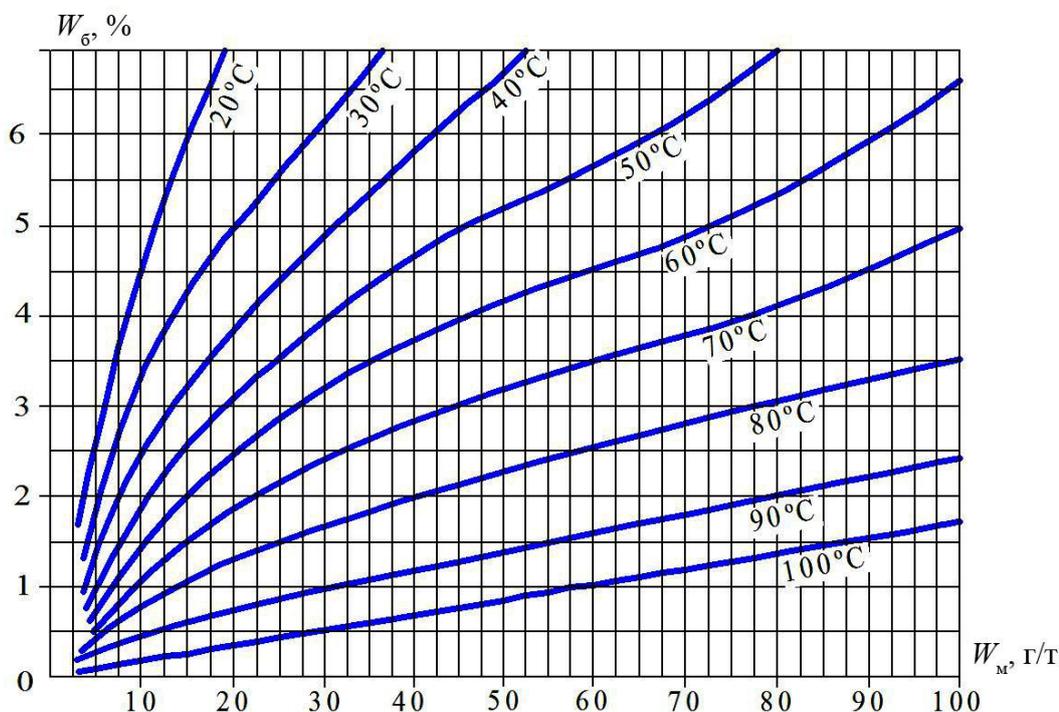


Рисунок 1.2 – Зависимость влаги, содержащейся в бумаге, от степени влажности масла при различных температурах

В процессе эксплуатации трансформатора количество влаги в его изоляции постоянно растет. Различают два источника поступления влаги в изоляцию.

Одним из основных источников принято считать прямое попадание влаги из атмосферы через нарушения в резиновых уплотнителях (например, между баком и крышкой бака) или через масло в расширителе, соприкасающееся с атмосферным воздухом [6, 78, 81, 89]. Вследствие несовершенства силикагелевых осушителей воздуха из окружающей среды в трансформатор вносится атмосферная влага, с течением времени увлажняющая изоляцию [110]. Она может также медленно проникать через защитные системы и соединения. Скорость увлажнения изоляции зависит от режима нагрузки трансформатора и системы защиты от проникновения внутрь бака влаги [14].

Другой важный источник избыточного содержания влаги в изоляции – разложение бумаги. В результате действия повышенных температур на бумажную составляющую изоляции происходит разрыв звеньев целлюлозы, при котором появляются вода и фурановые компоненты [15, 112].

Кроме того, экспериментальные исследования показывают, что влага во внутренней изоляции накапливается и тогда, когда трансформатор длительное время отключен или нагружен слабо [6, 53]. В таких случаях масло поглощает влагу из окружающей среды, которая постепенно увлажняет сначала наружные, а затем внутренние слои изоляции трансформатора.

Влажность твердой изоляции нового трансформатора при выпуске с завода составляет менее 0,5 %. После нескольких лет его эксплуатации при силикагелевом осушении воздуха в зависимости от режима нагрузки влажность изоляции может увеличиться до 3–5 %, а масла – до 25 г/т и в дальнейшем расти [6]. Определение влаги непосредственно путем вскрытия трансформатора – затруднительно и требует значительных затрат. Поэтому влажность изоляции трансформаторов, находящихся в эксплуатации, диагностируют по влажности масла.

Таким образом, содержание влаги в изоляционных материалах приводит к снижению электрической прочности, повышению электрической проводимо-

сти и диэлектрических потерь, что ведет к росту скорости старения изоляционных материалов и сокращению срока их службы. Поэтому для увеличения срока службы изоляции трансформаторов необходим частый контроль влажности масла.

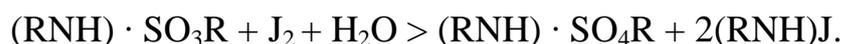
### **1.3 Анализ существующих способов диагностирования влажности изоляции трансформатора**

В настоящее время имеются различные химические и электрические способы диагностирования влажности изоляции. Химические способы считаются более точными. Однако их использование возможно преимущественно в лабораторных условиях, при наличии специального лабораторного оборудования и квалифицированных специалистов. В связи с этим данными способами определяют влажность изоляции мощных высоковольтных трансформаторов, к надежности которых предъявляют повышенные требования. В отличие от химических электрические способы – более просты и могут быть выполнены непосредственно на месте эксплуатации трансформатора, но они также имеют некоторые недостатки.

#### ***1.3.1 Химические способы***

В настоящее время наибольшее распространение получили следующие химические способы определения влажности масла [7, 51, 54, 73, 98].

***Титрование по Карлу Фишеру***, основанное на взаимодействии йода с водой:



*«Классический» или волюмометрический способ.* В ячейку титрования подается реактив Карла Фишера, который вступает в реакцию с водой, содержащейся в масле. Одновременно на платиновые электроды, находящиеся в ячейке, подается поляризационный потенциал. Пока в ячейке присутствует вода, свободного йода в ней практически не остается и требуется значительный по-

тенциал для поддержания определенного тока поляризации. После того как вся вода прореагирует с йодом, в ячейке появится свободный йод, что вызовет рост ионной проводимости. Для поддержания заданного тока поляризации требуется снижение потенциала, подаваемого на электроды. Когда напряжение падает ниже величины, определяемой собственным дрейфом ячейки, процесс титрования считается завершенным. По объему реагента Карла Фишера рассчитывают количество воды, содержащейся в масле. Вся эта процедура выполняется на автоматическом титраторе V30/V20 [98].

*Кулонометрический способ* основан на генерации йода в ячейке титрования путем анодного окисления. Содержание воды в анализируемой пробе масла прямо пропорционально количеству электричества, прошедшего через ячейку до остановки анализа. Прибор С30/С20, применяемый для этого способа, автоматически распознает конечную точку титрования по величине тока поляризации и рассчитывает искомую концентрацию воды [98].

У данных способов общие недостатки: сложная подготовка проб, использование опасных и дорогих реактивов, длительное время выполнения анализа. Тем не менее титрование по Карлу Фишеру характеризуется точностью анализа и воспроизводимостью результатов. В идеальных условиях он дает относительную погрешность 3–5 %.

Принцип действия *вакуумного наружного прибора (ПВН)* основан на гидрид-кальциевом способе. Сущность его заключается во взаимодействии гидрида кальция с растворенной водой, измерении выделившегося при этом водорода в объеме, пропорциональном массовой доле растворенной воды. Для использования данного способа требуются специальное оборудование, химические реактивы, длительное время проведения анализа (2 ч) под непрерывным рабочим контролем экспериментатора. За результат испытания принимают среднее арифметическое двух последовательных определений, а точность измерения зависит от количества содержания влаги в масле. Основная погрешность прибора составляет  $\pm 10$  %.

**Влагомер трансформаторного масла (ВТМ-2)** – лабораторный цифровой прибор циклического действия, основанный на кулонометрическом методе измерений. Он также применяется для измерения влаги в турбинном, авиационном, веретенном, индустриальном и других маслах.

В приборе используется метод полного поглощения пленкой сорбента паров воды из потока анализируемого газа, протекающего с постоянным расходом через кулонометрическую ячейку. Поглощенная вода в кулонометрической ячейке подвергается электролизу, продукты которого – водород и кислород, уносятся с анализируемым потоком. В этом методе мерой влагосодержания служит ток электролиза. Его величина является мерой влагосодержания при условии, что полностью поглощается влага, содержащаяся в анализируемом газе.

Недостаток прибора – применение газа-носителя, который должен протекать с постоянным расходом, и сорбента, теряющего свои свойства в процессе эксплуатации. Прибор содержит множество элементов. Точность его зависит от полного поглощения пленкой сорбента влаги, находящейся в масле. Объем пробы жидкости должен поддерживаться строго постоянным.

Перечисленные способы имеют достаточную точность, но из-за больших затрат и высоких требований к проведению анализа практически не используются для определения влажности изоляции трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

### **1.3.2 Электрические способы**

Электрические способы определения степени влажности проводятся косвенным путем и основаны на явлении абсорбции. К ним относят: коэффициент абсорбции обмоток ( $R_{60}/R_{15}$ ); тангенс угла диэлектрических потерь обмоток ( $\operatorname{tg}\delta$ ); отношения емкостей обмоток при частотах 2 и 50 Гц ( $C_2/C_{50}$ ), отношения емкостей обмоток в нагретом и холодном состояниях ( $C_{\text{гор}}/C_{\text{хол}}$ ), отношение полной абсорбционной емкости, измеренной за время полного раз-

ряда  $C_{аб}$ , к части абсорбционной емкости, измеренной за меньший промежуток времени  $\Delta C_{аб}$  ( $C_{аб} / \Delta C_{аб}$ ); измерение тока разрядов [2, 3, 4, 8, 18, 24, 40, 56, 82, 87, 88, 89].

Опыт профилактического контроля изоляции трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ сельских электрических сетей в нашей стране и за рубежом свидетельствует о том, что способы проверки степени влажности изоляции, распространенные в настоящее время, не полностью удовлетворяют требованиям эксплуатации и не всегда дают объективную оценку.

При использовании перечисленных способов можно только определить состояние изоляции обмоток ВН и НН по отношению к корпусу трансформатора, а измерить влажность по схеме ВН – НН невозможно [56].

**Измерение сопротивления изоляции.** Этот способ распространен из-за своей простоты. Однако величина сопротивления изоляции в значительной степени зависит от геометрических размеров и температуры, поэтому ее можно использовать только для ориентировочной оценки влажности изоляции трансформаторов разных типов, классов напряжений и мощностей [18, 24, 40, 45, 87].

Сопротивление изоляции измеряют двумя составляющими тока: проводимости  $I_{пр}$  и абсорбции  $I_{аб}$ . При несковозной влажности ток проводимости остается малым и ток абсорбции со временем быстро снижается. Вследствие этого сопротивление изоляции, измеренное через 60 с после приложения напряжения, в этом случае может быть больше, чем при сухой изоляции. Ток абсорбции в ней очень мал и вряд ли способен влиять на измеряемую величину сопротивления изоляции через 60 с.

В общем случае сопротивление изоляции  $R_{из}$  определяют из отношения:

$$R_{из} = \frac{U}{I}, \quad (1.3)$$

где  $U$  – приложенное напряжение, В;

$I$  – протекающий ток, А.

Суммарный ток  $I$ , проходящий через изоляцию при подаче постоянного напряжения, имеет следующие составляющие (рисунок 1.3):

$$I = I_C + I_{аб} + I_{пр}, \quad (1.4)$$

где  $I_C$  – ток заряда геометрической емкости (из-за кратковременности  $I_C \approx 0$ ), А;

$I_{аб}$  – ток абсорбции,  $I_{аб} = (U/R)e^{-t/T}$ , А;

$I_{пр}$  – ток сквозной проводимости,  $I_{пр} = U/R$ , А.

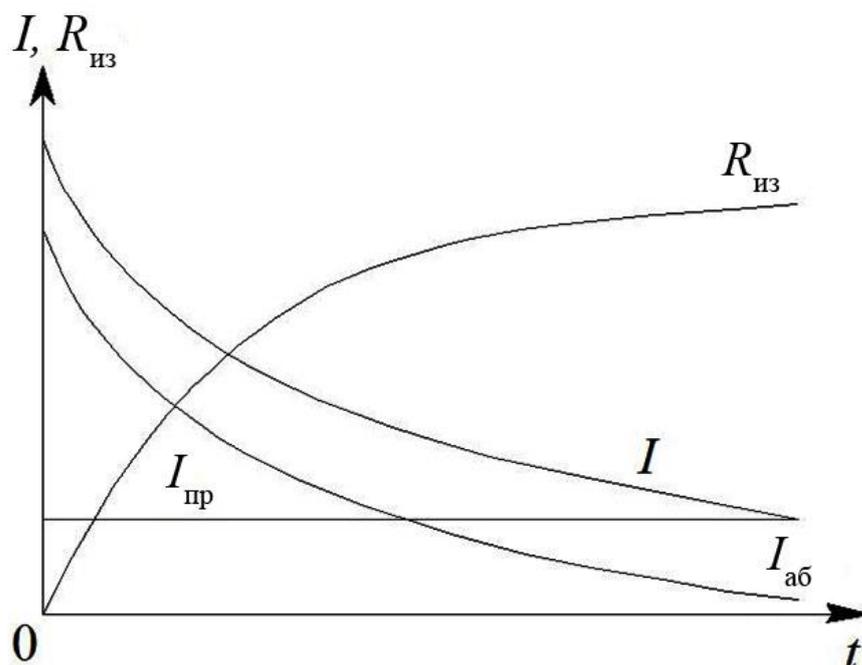


Рисунок 1.3 – Характер изменения тока  $I$  и сопротивления изоляции  $R_{из}$  в зависимости от времени при подаче постоянного напряжения

Однако данным способом можно определить влажность изоляции, не имеющую сквозного характера. Проверку состояния изоляции затрудняет зависимость измеряемых значений сопротивления изоляции от местных загрязнений, температуры активной части, а также из-за существенного влияния на результаты измерений диэлектрических показателей масла [36, 45, 116].

**Измерение коэффициента абсорбции.** Физическая сущность этого способа заключается в изменении соотношений между сквозным током проводимости и абсорбционными токами сухой и влажной изоляции.

Критерием состояния изоляции служит коэффициент абсорбции  $K_{аб}$ , равный отношению сопротивления изоляции, измеренного через 60 с после подачи напряжения, к сопротивлению изоляции, измеренному через 15 с ( $R_{60}/R_{15}$ ). Принято считать, что для влажной изоляции коэффициент абсорбции  $K_{аб} < 1,3$ , а для сухой  $K_{аб} > 1,3$  [4, 24, 40, 45, 82].

Отношение  $R_{60}/R_{15}$  не зависит от размеров изоляции и позволяет выявить влажность, не имеющую сквозного характера. В ряде случаев приведенные закономерности нарушаются, и коэффициент абсорбции может дать неправильное представление о степени влажности изоляции. Если она сухая, то при малых значениях сквозного тока коэффициент  $K_{аб}$  определяется следующим образом:

$$R_{из} = \frac{U}{I_{диэл60}} = \frac{U}{I_{аб} + I_{скв}} = \frac{U}{I_{аб}}, \quad (1.5)$$

отсюда

$$K_{аб} = \frac{R_{60}}{R_{15}} = \frac{I_{аб(15)}}{I_{аб(60)}}, \quad (1.6)$$

где  $I_{диэл60}$  – ток диэлектрических потерь, измеренный через 60 с после подачи напряжения, А.

В данном случае повышение влажности изоляции, приводящее к снижению скорости тока абсорбции, сопровождается увеличением, а не уменьшением коэффициента абсорбции.

Дальнейшее усиление влажности и увеличение сквозного тока приводят уже к уменьшению  $K_{аб}$ . Таким образом, зависимость  $K_{аб} = f(W, \%)$  может иметь максимум. Следует также отметить, что значительные изменения степени объемной влажности изоляции сопровождаются малыми изменениями  $K_{аб}$ , что свидетельствует о небольшой чувствительности этого показателя [56].

**Способ «емкость – частота».** В основу этого способа положена зависимость емкости изоляции, измеряемой на частотах 2 и 50 Гц приложенного напряжения, от

влажности [2, 8, 18, 24, 40, 45, 82, 87]. Емкость сухой изоляции не зависит от частоты, на которой она измеряется, а емкость влажной изоляции с увеличением частоты измерительного напряжения уменьшается. Это объясняется тем, что в сухой изоляции главными носителями зарядов являются свободные и связанные электроны, которые характеризуются небольшими массой и временем поляризации.

Во влажной изоляции наряду с электронами имеются и другие носители зарядов, в частности дипольные молекулы воды. Их масса, а соответственно, и время поляризации в десятки тысяч раз больше, чем у электронов, поэтому и поведение их в электрическом поле отличается. При медленно изменяющемся электрическом поле молекулы и ионы успевают ориентироваться по направлению электрического поля и полностью менять направление вслед за ним, поэтому абсорбционная составляющая емкости изоляции максимальна. С повышением частоты измерительного напряжения молекулы и ионы в силу их инерционности отклоняются на все меньший угол, не успевая за повышающейся частотой, соответственно емкость изоляции уменьшается. Это связано со снижением длительности полупериода приложенного напряжения, вследствие чего процессы медленной поляризации в изоляции, обуславливающие абсорбционную составляющую емкости, проявляются не в полной мере, и абсорбционная составляющая емкости уменьшается.

Таким образом, отношение  $C_2/C_{50}$  для влажной изоляции больше, чем для сухой. Обычно принимают, что изоляция трансформатора не увлажнена, если  $C_2/C_{50} < 1,2$ . Критерий  $C_2/C_{50}$  в отличие от коэффициента абсорбции зависит не от размеров изоляции, а от состояния ее поверхности.

Отношение емкостей, измеренных на двух частотах, может быть представлено в виде:

$$\frac{C_2}{C_{50}} = \frac{C_\infty + C_{аб(2)}}{C_\infty + C_{аб(50)}}, \quad (1.7)$$

где  $C_2$  – измеренная емкость на частоте 2 Гц, Ф;

$C_{50}$  – измеренная емкость на частоте 50 Гц, Ф;

$C_{\infty}$  – геометрическая емкость, Ф;

$C_{аб(2)}$ ,  $C_{аб(50)}$  – абсорбционные составляющие емкости, измеренные на частотах 2 и 50 Гц, Ф.

Обычно  $C_{\infty} > C_{аб(50)}$ , поэтому отношение емкостей будет равно

$$\frac{C_2}{C_{50}} = 1 + \frac{C_{аб(2)}}{C_{аб(\infty)}}. \quad (1.8)$$

Увлажнение изоляции приводит к возрастанию  $C_{аб}$ , но так как второй член правой части выражения (1.8) меньше 1, то изменение  $C_{аб}$  незначительно сказывается на общем результате [56, 82].

Для повышения чувствительности вместо  $C_2/C_{50}$  предложен критерий  $(C_2 - C_{50})/C_{50}$ .

Однако способам измерений, основанным как на отношении  $C_2/C_{50}$ , так и на  $(C_2 - C_{50})/C_{50}$ , присущи одинаковые недостатки: значительное влияние свойств масла и температуры на результаты измерений.

**Способ «емкость – температура».** Критерием оценки влажности изоляции является отношение емкостей, измеренных при температурах 70 и 20 °С ( $C_{70}/C_{20}$ ). Для сухой изоляции отношение  $C_{70}/C_{20}$ , измеренное на частоте 50 Гц, меньше 1,15, а для влажной – больше 1,15. Физическая сущность этого измерения аналогична способу «емкость – частота»: с повышением температуры оборудования емкость влажной изоляции возрастает, а сухой – остается неизменной. В обоих случаях влажность определяется по увеличению абсорбционной составляющей емкости (с повышением температуры или со снижением частоты приложенного напряжения) [2, 3].

Преимущество данного способа состоит в том, что масло слабо влияет на результаты измерений. Поэтому можно правильнее оценить состояние твердой изоляции. Однако необходимость подогрева трансформатора до 70...80 °С настолько усложняет проверку изоляции в эксплуатационных условиях, что способ не получил широкого распространения. Ему присущи и другие недо-

статки: малая чувствительность измерений и возможность неоднозначной зависимости отношения  $C_{гор}/C_{хол}$  от степени влажности.

**Способ «емкость – время»** основан на особенностях характеристики абсорбционной емкости, которая имеет большую постоянную времени разряда. Причем, чем выше влажность изоляции, тем выше абсорбционная емкость и медленнее происходит разряд. Следовательно, при разряде влажной изоляции измеренная емкость будет тем больше, чем дольше ведется измерение (в пределах времени полного разряда). Итак, если задаться определенным временем, то измеренная емкость будет тем больше, чем выше влажность [2, 3].

Критерием влажности служит отношение полной абсорбционной емкости, измеренной за время полного разряда, к части абсорбционной емкости, измеренной за меньший промежуток времени ( $C_{аб} / \Delta C_{аб}$ ). Этот способ позволяет определить влажность изоляции сравнением результатов данного замера с предыдущим. Главный его недостаток заключается в существенном влиянии на измерение характеристик масла.

**Измерение тока разрядов.** Определяются кривые тока разряда изоляции после заряда ее в течение 1–2 с и кратковременного замыкания накоротко. Снятие кривых производится рекуррентным абсорбциометром, на выходе которого включается осциллограф для регистрации кривой тока разрядов. Критерием оценки состояния изоляции является отношение измеренного в определенный момент разряда (0,01–0,1 с) абсорбционного тока к зарядному напряжению и геометрической емкости изоляции [56, 87].

Существенный недостаток способа – неоднозначная зависимость тока абсорбции от влажности изоляции, вызванная скоростью снижения тока абсорбции при увлажнении. Он по своей физической сущности близок к способу «емкость – время».

**Тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ )** – более чувствительный и точный способ определения влажности изоляции.

Влажность изоляции трансформатора приводит к возрастанию  $\text{tg}\delta$ . В сложной изоляционной конструкции с последовательным расположением диэлек-

триков, которой является трансформатор, увеличение диэлектрических потерь в одном из компонентов изоляции вызывает рост измеряемого  $\text{tg}\delta$  всей изоляционной системы. Значение  $\text{tg}\delta$  зависит не от геометрических размеров трансформаторов, их типов, а от свойств масла, которым залит трансформатор. С ростом  $\text{tg}\delta$  масла увеличивается и  $\text{tg}\delta$  изоляции всего трансформатора [3, 4, 9, 18, 24, 36, 45, 56, 82, 87].

Для расчета средней влажности твердой изоляции по результатам измерения  $\text{tg}\delta$  можно воспользоваться выражением [34]:

$$\Delta W = \ln \frac{\text{tg}\delta_{\text{и}} - k_{\text{м}} \text{tg}\delta_{\text{м}}}{k_{\text{б}} \text{tg}\delta_0}, \quad (1.9)$$

где  $\text{tg}\delta_{\text{и}}$  – измеренное значение  $\text{tg}\delta$  изоляции в промежутке ВН – НН, %;

$k_{\text{м}}$  – коэффициент влияния масла на величину  $\text{tg}\delta$  изоляции;

$\text{tg}\delta_{\text{м}}$  – значение  $\text{tg}\delta$  масла при температуре измерения  $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ , %;

$k_{\text{б}}$  – коэффициент влияния бумаги на величину  $\text{tg}\delta$  изоляции;

$\text{tg}\delta_0$  – начальное значение  $\text{tg}\delta$  картона, %.

Тангенс угла характеризует потери в объеме диэлектрика. Поэтому при неравномерной влажности изоляции среднее значение измеряемого  $\text{tg}\delta$  меньше максимального в наиболее влажной части изоляции. Следовательно, измерение  $\text{tg}\delta$  не выявляет содержания влаги в наиболее влажной части изоляции. На значение  $\text{tg}\delta$  влияет индуктивность измеряемой обмотки.

Для повышения чувствительности и расширения возможностей существующего способа измерений предложены зависимости  $\text{tg}\delta$  от частоты, величины и продолжительности приложенного напряжения. Зависимость  $\text{tg}\delta = f(f)$  может дать большую информацию о состоянии изоляции и лучше выявить ее влажность. Однако способ не используется в эксплуатации из-за сложности установки.

Основа зависимости  $\text{tg}\delta = f(U)$  – непропорциональное возрастание  $\text{tg}\delta$  с ростом напряжения, вызванное дефектами изоляции, в частности ионизационны-

ми процессами. Хотя влажность непосредственно при измерениях не выявляется, однако способ позволяет отличать ее от других дефектов.

В зависимости  $\operatorname{tg}\delta = f(t)$  при оценке состояния изоляции используются ее абсорбционные свойства. Если значение  $\operatorname{tg}\delta$  со временем изменяется в сторону влажности, то это свидетельствует о дефектах в изоляции. Для изоляции хорошего качества характерно низкое значение  $\operatorname{tg}\delta = f(t)$ . Предложенный способ не применяется в эксплуатации из-за большой методической погрешности при сравнении данных проверки с предыдущими результатами.

Измерение  $\operatorname{tg}\delta$  в условиях эксплуатации затруднено. На результаты измерения влияют посторонние электрические и магнитные поля, которые воздействуют на измерительную аппаратуру. Некоторое снижение этих влияний может быть достигнуто при измерениях  $\operatorname{tg}\delta$  на частотах, отличных от рабочей частоты 50 Гц (25 или 100 Гц), а также при использовании способа совмещения фазы. Однако этот путь приводит к усложнению аппаратуры и способа измерения. Погрешность измерительной аппаратуры, применяемой для измерения  $\operatorname{tg}\delta$  изоляции с одним заземленным электродом (измерение по перевернутой схеме), составляет  $\pm 0,3\%$ . Вследствие этого определить начало влажности изоляции оказывается невозможным из-за плохой информативности указанного способа. Перечисленные обстоятельства снизили эффективность проверки изоляции по величине  $\operatorname{tg}\delta$  и обусловили поиск других способов проверки состояния изоляции.

Большинство применяемых способов не позволяет однозначно оценить степень влажности твердой изоляции трансформаторов. Практика показывает, что этими способами можно выявить значительную влажность изоляции. В виду того, что влага попадает в твердую изоляцию через масло, то в первую очередь необходимо контролировать его влажность. В связи с этим исследования по созданию новых способов определения степени влажности масла, являющихся менее затратными и трудоемкими, более точными, мобильными и надежными, остаются актуальными и на сегодняшний момент.

#### 1.4 Постановка задач исследования

Сельское электроснабжение характеризуется большим числом параметров. Среди них – структура и состав электроустановок, обеспечивающих подачу электроэнергии от генераторов к сельским населенным пунктам. Можно отметить, что на одного потребителя приходится большое число воздушных линий и трансформаторов. Все это электрооборудование распределено на большой территории и находится в эксплуатации от 10 до 60 лет.

Сельское хозяйство имеет в своем составе потребителей, относящихся к I категории надежности электроснабжения. Число таких потребителей непрерывно растет. Это повышает требования к надежности системы электроснабжения сельского хозяйства.

Главным направлением повышения бесперебойности электроснабжения служит техническое обслуживание электрооборудования. Особенности эксплуатации трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ в сельских электрических сетях свидетельствуют о необходимости больших затрат на техническое обслуживание. Попытки снижения этих затрат за счет упрощения эксплуатации и сокращения количества контролируемых параметров и показателей при оценке состояния эксплуатируемых трансформаторов ведет, как правило, к увеличению числа отказов. Анализ этих затрат свидетельствует о том, что около 40 % из них приходится на диагностирование масла.

Структура и объем затрат на диагностирование масла зависят от особенностей сельскохозяйственной территории, на которой эксплуатируются трансформаторы, имеющие разные габаритные размеры, классы напряжения, срок службы и т.п. В настоящей работе к рассмотрению принимаются трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ, мощностью до 630 кВ·А со сроком службы более 25 лет, эксплуатируемые в Саратовской области.

Так как трансформаторы значительно удалены друг от друга и от испытательной лаборатории (в среднем на 70 км), то пробы масла для анализа необходимо перевозить на значительные расстояния, для чего нужны транспорт, соответствующим образом подготовленная стеклянная тара и дополнительные трудозатраты.

Установленная периодичность диагностирования масла разрабатывалась для трансформаторов с достаточным запасом надежности. Ранее было отмечено, что более 60 % трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ сельских электрических сетей отработали нормативный срок службы. Очевидно, что требуемая надежность не может быть обеспечена установленной периодичностью, т.к. они наиболее чувствительны к дестабилизирующим воздействиям изменения электрической нагрузки, температуры, влажности окружающей среды и т.п. Необходима более частая периодичность. Однако она резко увеличивает расход финансовых и трудовых ресурсов на диагностирование масла.

Одно из направлений решения сложившейся проблемы – разработка новых технических средств диагностирования масла на месте размещения трансформатора, позволяющих определить начало ухудшения свойств масла и своевременно провести профилактические мероприятия.

В связи с этим **цель диссертационной работы** – разработка способа экспресс-диагностирования масла трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ на месте их размещения.

**Задачи исследования:**

- выполнить анализ условий эксплуатации трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и причин их отказов в системах сельского электроснабжения;
- определить влияние срока службы трансформаторов на периодичность диагностирования масла;
- определить диагностические параметры масла и разработать методику его диагностирования на месте размещения трансформатора;
- разработать и изготовить технические средства для экспресс-диагностирования масла;
- провести лабораторные и производственные испытания для проверки теоретических результатов;
- определить экономическую эффективность разработанного способа экспресс-диагностирования масла.

## **2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МАСЛА ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,4 кВ, ОТРАБОТАВШИХ НОРМАТИВНЫЙ СРОК СЛУЖБЫ**

Обзор литературы показал, что для повышения эффективности электроснабжения сельского хозяйства необходимо совершенствовать техническую эксплуатацию трансформаторов 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы. Одно из таких направлений состоит в разработке новых способов диагностирования изоляции, и прежде всего масла.

Ряд авторов [15, 21, 48, 53, 89] указывают, что срок службы твердой изоляции тесно связан с качеством масла, поскольку продукты его старения в значительной степени влияют на твердую изоляцию. Таким образом, надежность трансформаторов определяется состоянием как целлюлозной (твердой) изоляции, так и эксплуатационного масла. Существующая нормативная база и подход к организации контроля масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ не позволяют определить начало процессов деградации масла на стадии износа трансформатора.

Исходя из этого, цель теоретического исследования – установить влияние вероятности безотказной работы трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы, на периодичность диагностирования масла, выбрать диагностические параметры и обосновать определение главного диагностического параметра.

Исходными предпосылками для разработки теории являются данные статистических материалов об изменении свойств масла, полученные в результате лабораторных исследований, анализ причин отказов трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, требования сельскохозяйственного производства к электроснабжению и теория диагностирования технических средств.

Для достижения цели намечена и реализована логическая структура исследований. На первом этапе изучены процессы старения масла с учетом особенно-

стей эксплуатации трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ. На втором – обоснована оптимальная периодичность диагностирования масла в зависимости от срока службы трансформатора. На третьем этапе – выбраны и обоснованы диагностические параметры масла. На четвертом этапе выполнены теоретические исследования главного диагностического параметра.

## **2.1 Старение масла в процессе эксплуатации**

Свойства масла могут быть многократно восстановлены проведением профилактических мероприятий (регенерации, осушки, очистки и т.п.). Однако твердая изоляция стареет необратимым образом. Поэтому качеству масла в трансформаторах следует уделять особое внимание [6, 53, 60, 84, 89].

При длительной эксплуатации масло в трансформаторе изменяет свои физико-химические и эксплуатационные свойства (оно стареет). Показатели качества его достигают предельных значений по нормам [70, 79], регламентирующим срок эксплуатации масла.

Старение масла происходит не только вследствие окисления составляющих его углеводородов кислородом воздуха под воздействием повышенной температуры и в присутствии металлов, но и под влиянием электрического поля, обводнения, загрязнения механическими примесями и т.п. [6, 15, 21, 53, 89].

Процесс окисления состоит из нескольких периодов [15, 53, 89]. Начальный период называется индукционным и характерен для свежих масел. В этот период масло при невысоких температурах поглощает в небольших количествах кислород и выделяет его, не образуя при этом продуктов окисления, так как в нем присутствуют антиокислители. Происходящие изменения в масле не обнаруживаются обычными способами анализа. При повышении температуры и под влиянием катализаторов (медь, железо и др.) продолжительность данного периода быстро сокращается [118].

При дальнейшей эксплуатации в масле начинают появляться устойчивые продукты окисления: низкомолекулярные органические кислоты, вода, а также

некоторые органические перекиси. Этот процесс идет непрерывно, нарастая и усиливаясь. Свойства масла ухудшаются: оно темнеет, из светлого становится коричневым, а иногда и мутным из-за появления воды. Увеличивается его кислотное число и зольность, появляются низкомолекулярные водорастворимые кислоты, а затем и осадки в виде твердых продуктов полимеризации и конденсации, которые могут закупорить охлаждающие масляные каналы и нарушить охлаждение трансформатора.

В заключительной стадии окисления некоторые продукты фенольного характера, образующиеся при окислении смол, начинают играть роль отрицательных катализаторов, тормозящих процесс окисления.

Скорость процесса окисления, глубина его и характер образующихся продуктов зависят от химической природы масла, давления воздуха, температуры, площади соприкосновения масла с воздухом, наличия веществ, способных каталитически ускорять или замедлять этот процесс, и т.д. По интенсивности воздействия катализаторы составляют следующий ряд: влага, температура, электрическое поле, металлы и примеси [15, 21, 23, 53, 59].

Влага появляется в масле из окружающей среды при изменении температурного градиента, а также как продукт его окисления и разложения элементов изоляционных конструкций. Полагают, что влага находится в масле в виде дипольных молекул воды или эмульсии. Между этими формами влаги происходят взаимные переходы, которые определяются в основном температурными режимами [7, 53, 120].

Причиняемый водой вред не ограничивается только снижением электрической прочности масла. Во влажном масле под действием электрической дуги образуется почти в 3 раза больше угля, чем в «сухом». При наличии свободной воды увеличивается каталитическая активность железа и выделяется больше осадков из масла. В среднем считается, что влажное масло стареет в 5 раз быстрее, чем «сухое». В присутствии воды повышается скорость окисления масла и происходит разрушение целлюлозной изоляции, особенно хлопчатобумажной

нити витковой изоляции обмоток трансформатора. Кроме того, усиливается коррозионное воздействие масла на стальные части, имеющиеся в трансформаторе [6, 15, 53, 60].

С ростом температуры усиливается окисление масла, ускоряется образование шлама и активизируется действие влаги. Помимо этого, температура влияет на динамику влагосодержания. При ее снижении большая часть полярной влаги переходит в эмульсионное состояние, находясь в котором она уменьшает электрическую прочность масла. С повышением температуры динамическое равновесие сдвигается в сторону увеличения содержания молекулярно-растворенной воды в масле [7, 59, 89].

На старение масла значительно влияет комбинация электрического поля и воды. В работе [15] установлено, что под воздействием электрического поля повышается скорость окисления масла. При этом в нем увеличивается содержание воды и количество асфальтенов в осадке, которые образовались в результате старения масла в процессе эксплуатации.

В электрическом поле все химические реакции протекают очень интенсивно. Нейтральные молекулы масла поляризуются и более активно соединяются с кислородом, в результате чего окисление масла усиливается и количество шлама в нем увеличивается. Электрическое поле влияет на осадкообразование, причем действие его выражается в коагуляции образующихся при окислении осадков, находящихся в масле в мелкодисперсном состоянии. Это способствует более интенсивному отложению их в масле [89].

Металлы по каталитическому действию на окисление масла расположены следующим образом: медь, латунь (наиболее эффективные катализаторы), никель, железо, цинк, олово и алюминий (менее активные) [66, 89, 118]. Каталитическое действие солей происходит только на начальной стадии окисления масла. После этого соли разлагаются или адсорбируются продуктами окисления, нерастворимыми в масле, и выходят из сферы реакции. Металлы катализируют окисление в том случае, если они образуют соли с кислотами, что ча-

ще происходит в присутствии воды и кислорода воздуха. Каталитическое действие металла прекращается, если он покрывается защитной пленкой, образуемой продуктами окисления.

Кроме металлов и солей, окисление масел катализируют в той или иной мере органические соединения. Они либо легко активируются и образуют с молекулярным кислородом перекиси, либо содержат в своем составе активные молекулы и служат первичными элементами в реакции окисления [53].

Главный показатель, свидетельствующий о старении масла, – рост его кислотного числа, являющегося критерием их годности [6]. При этом необходимо учитывать не только величину кислотного числа, но и характер образующихся кислот. Растворенные в масле кислоты, в особенности низкомолекулярные, по отношению к металлам более агрессивны, чем высокомолекулярные, и поэтому даже кислая реакция водной вытяжки из масла может быть причиной его замены, особенно когда в масле присутствует влага. В «сухом» масле даже низкомолекулярные кислоты не представляют серьезной опасности.

Среди различных факторов, от которых зависит скорость окисления масла, важное место занимает кислород. Часть кислорода (от 17 до 34 %), вошедшего в реакцию, остается в масле в виде свободных кислот, а остальной образует соединения другого типа [15]. Поэтому кислотное число нельзя рассматривать как единственный и самый полный показатель окисления масла. Число омыления определяет сумму связанных и свободных кислот точнее, чем кислотное число характеризует степень старения масла. Водорастворимые низкомолекулярные кислоты на первичной стадии старения образуются во всех недоочищенных маслах, содержащих смолистые вещества и парафиновые углеводороды. Низкомолекулярные кислоты составляют 20–60 % от общей суммы кислот, находящихся в эксплуатационных маслах.

В процессе эксплуатации вязкость и температура вспышки масла незначительно увеличиваются в результате испарения легких фракций и присутствия воды. В некоторых случаях температура вспышки понижается из-за разложения

масла, вызванного местным перегревом в трансформаторе вследствие его неисправности. Также она может понизиться, если в масло случайно попало небольшое количество светлых нефтепродуктов (бензина, керосина и т.п.) [53].

Продукты физико-химических превращений масла, а также вредные примеси, попадающие извне и делающие его непригодным для дальнейшей эксплуатации, составляют лишь незначительную часть от всей их массы и могут быть удалены при помощи определенных способов очистки. После регенерации (удаления загрязняющих веществ) можно восстановить первоначальные свойства масла и использовать его повторно наравне со свежими маслами либо в смеси с ними, либо с присадками [21]. Выбор способа очистки определяется характером содержащихся в маслах загрязнений и продуктов старения: для одних масел достаточна очистка от механических примесей и воды, для других необходима глубокая переработка, иногда с использованием химических реагентов [15, 66, 88, 89].

Проведенный анализ процессов старения масла показал, что главным катализатором, ускоряющим процесс старения, служит появление воды в масле. Это воздействие усиливается кислородом, температурой, каталитическим действием металлов, окислением и другими факторами. В связи с этим главная задача эксплуатационной службы должна состоять в постоянном контроле влажности масла.

## **2.2 Обоснование периодичности диагностирования масла в зависимости от срока эксплуатации трансформатора**

Одна из особенностей эксплуатации трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ заключается в том, что большинство из них (более 60 %) отработали нормативный срок службы (25 лет), т.е. являются изношенными. Причем эта доля непрерывно увеличивается, а обновление осуществляется крайне низкими темпами.

На современном этапе эксплуатации трансформаторного парка актуальной задачей является обоснование способов поддержания необходимой надежности

трансформаторов, отработавших нормативный срок службы. Для ее решения рассмотрена известная закономерность изменения интенсивности отказов от времени (рисунок 2.1).

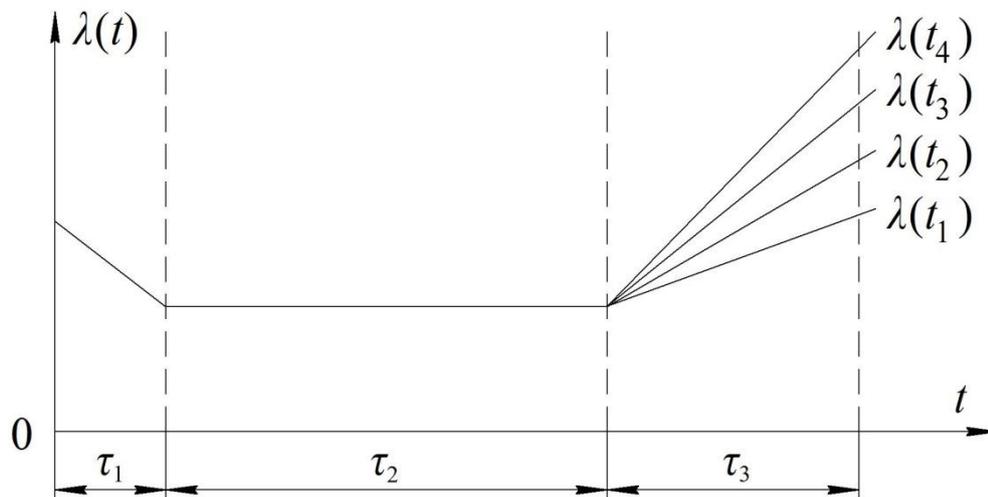


Рисунок 2.1 – Изменение интенсивности отказов от времени:

$\tau_1, \tau_2, \tau_3$  – периоды эксплуатации;  $\lambda_{t_1}, \dots, \lambda_{t_4}$  – интенсивности отказов при соответствующей периодичности диагностирования

В работах [40, 82] установлено, что для всех видов электрооборудования графическая зависимость имеет три участка, которые характеризуют периоды:  $\tau_1$  – приработки,  $\tau_2$  – нормальной эксплуатации и  $\tau_3$  – старения и износа.

На первом участке ( $0 - \tau_1$ ) проявляются в основном конструктивные и технологические отказы внезапного характера. За счет своевременного устранения дефектных элементов по мере приработки интенсивность отказов уменьшается и в конце периода достигает некоторого наименьшего значения.

На втором участке ( $\tau_1 - \tau_2$ ) внезапные отказы снижаются, но постепенные – возрастают. Суммарная интенсивность остается наименьшей и примерно одинаковой. На этом участке показатели надежности достаточно строго описываются экспоненциальным распределением случайных величин. Периодичность профилактических мероприятий сохраняется постоянной.

На третьем участке ( $\tau_2 - \tau_3$ ) преобладают отказы из-за износа либо старения элементов электрооборудования. Интенсивность отказов постепенно увеличи-

вается, причем темпы роста трудно прогнозировать. На данном участке особую роль приобретает периодичность диагностирования, т.к. процессы старения и износа с продолжительностью эксплуатации только усиливаются.

Для эффективного осуществления технологических процессов в сельском хозяйстве требуется их бесперебойное электроснабжение с наименьшей интенсивностью отказов электрооборудования. При этом нужный уровень поддерживают путем проведения технического обслуживания и ремонта. Эти мероприятия осуществляют послеотказовым, планово-предупредительным или послеосмотровым способами [40, 82]. Наибольшее применение имеет планово-предупредительный подход.

Влияние профилактических мер на изменение вероятности безотказной работы электрооборудования в течение его жизненного цикла показано на рисунке 2.2 [38].

К рассмотрению принята линейная форма закона надежности:

$$P(t) = P_0(1 - \lambda t), \quad (2.1)$$

где  $P(t)$  – текущее значение вероятности безотказной работы (ВБР);

$P_0$  – начальное значение ВБР;

$\lambda$  – интенсивность отказов,  $\text{ч}^{-1}$ ;

$t$  – текущее время, ч.

Из рисунка 2.2, *a* видно, что начальная ВБР (точка 1) линейно убывает. Через период времени  $t_{\text{п}}$  она достигает значения  $P(t)_{\text{min}}$  (точка 2). В этот момент проводят профилактические мероприятия (например, техническое обслуживание или текущий ремонт), которые компенсируют дестабилизирующие воздействия, и ВБР возрастает до прежней величины (точка 3). Это изменение принимают мгновенным, поскольку продолжительность профилактических мер много меньше периода, через который они проводятся. В результате на всем этапе нормальной эксплуатации ВБР изменяется от  $P(t)_{\text{min}}$  до  $P(t)_{\text{max}}$ . А средняя величина ВБР ( $P(t)_{\text{cp}}$ ) сохраняет постоянное значение.

В современной практике эксплуатации периодичность профилактических мер сохраняют на всех этапах жизненного цикла электрооборудования. На этапе износа интенсивность отказов больше, чем при нормальной эксплуатации. Поэтому начальная ВБР (точка 4) снижается до более низкого уровня (точка 5), чем при нормальной эксплуатации. В целом на этапе износа ВБР уменьшается. Следовательно, профилактические работы с неизменной периодичностью обеспечивают требуемую ВБР при нормальной эксплуатации, но не компенсируют дестабилизирующие воздействия на этапе износа.

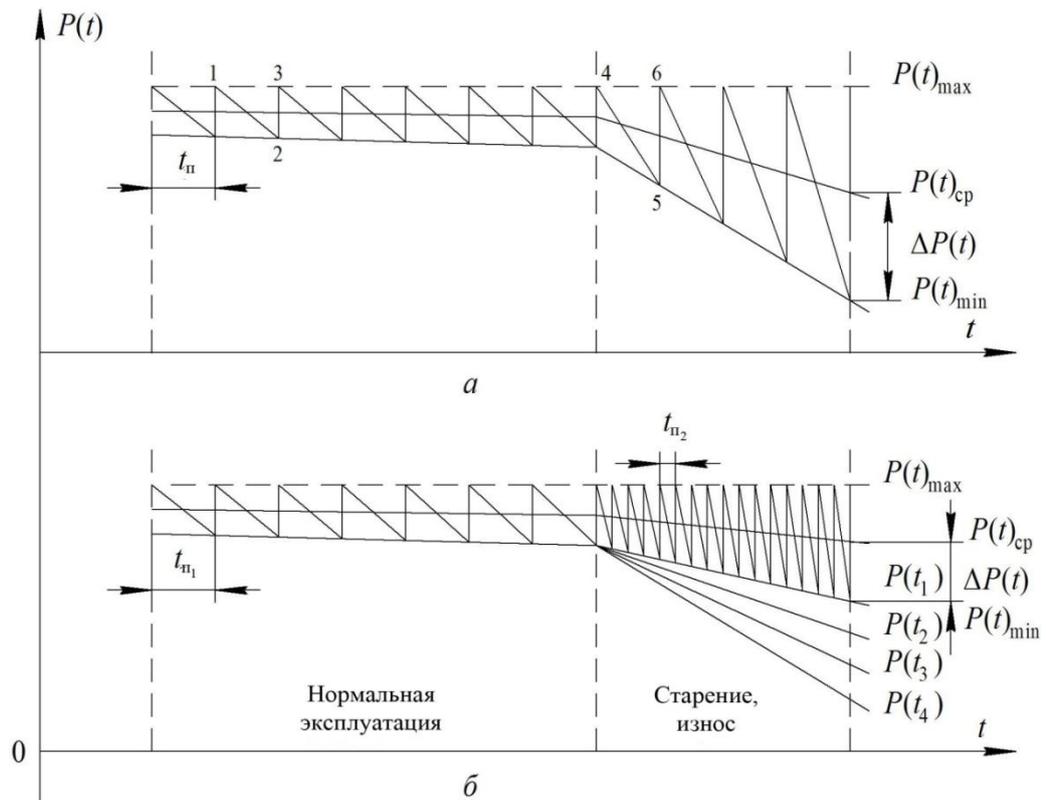


Рисунок 2.2 – Изменение вероятности безотказной работы в зависимости от постоянной (а) и переменной (б) периодичности профилактических мероприятий

Ситуация, когда периодичность профилактических работ зависит от стадий жизненного цикла электрооборудования, представлена на рисунке 2.2, б. В данном примере на этапе износа показаны различные периодичности диагностирования. Более подробно рассмотрена периодичность, выполняемая в 4 раза чаще ( $t_{п2}$ ) по сравнению с периодом нормальной эксплуатации ( $t_{п1}$ ).

Несмотря на возрастание интенсивности отказов, сокращение периодичности профилактических мер позволяет сохранять ВБР ( $P(t_1)$ ), близкую к исходному уровню на этапе износа. Если же периодичность уменьшается пропорционально росту интенсивности отказов, то ВБР нужно строго поддерживать на одном уровне на всех стадиях жизненного цикла электрооборудования. Это означает целесообразность перехода на стадии его износа к послеосмотровому способу технической эксплуатации.

Одним из направлений поддержания необходимой надежности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших срок службы, является более частое проведение профилактических мероприятий, а именно с такой периодичностью, когда удастся обнаружить начало дефектов и тем самым реализовать послеосмотровое обслуживание [38].

Периодичность диагностирования масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ регламентируется нормативными документами [70, 79] и местными инструкциями. Согласно им, она составляет 1 раз в 4 года. На стадии износа такая периодичность снижает ВБР. Поэтому в настоящей работе предложено диагностировать масло из трансформаторов, отработавших срок службы, ежегодно, в периоды подготовки электрооборудования к работе в зимних условиях. Однако такая частая периодичность увеличивает материальные и трудовые затраты.

В этом заключается сущность возникшей проблемы. Она может быть решена за счет экспресс-диагностирования масла на месте размещения трансформатора. Это позволит исключить отбор проб и доставку их для испытаний в лабораторию и тем самым сократить затраты.

Для реализации предлагаемого способа диагностирования следует определить диагностические параметры качества масла, несущие наибольшую информацию о его свойствах. Результаты измерения этих параметров в случае их ухудшения будут служить основанием для более глубокого лабораторного

анализа масла с целью выявления конкретных дефектов и проведения своевременных восстановительных мероприятий.

### **2.3 Выбор диагностических параметров масла**

Теория старения трансформаторного масла и практика эксплуатации трансформаторов позволили выделить его как главный элемент в системе трансформатора и признать самостоятельным объектом, для которого необходима своя система технического диагностирования.

На сегодняшний день известно более чем два десятка параметров качества масла [6, 70, 79, 84]. В реальных условиях в энергосистемах используется не более десяти. Значение имеют те параметры, которые обладают наибольшей информативностью [23].

В соответствии с эксплуатационной практикой и результатами лабораторных испытаний, качество масла можно условно разделить на две области [70]:

- нормального состояния масла, когда качество его гарантирует надежную работу электрооборудования;
- риска, когда ухудшение даже одного параметра качества масла приводит к снижению надежности работы электрооборудования.

Следовательно, требуется выявить такой параметр качества масла, который будет в наибольшей степени зависеть от состояния других. Переход его из области нормального состояния масла в область риска свидетельствует о присутствии в масле дефектов. В связи с этим потребуются проведение более глубокого анализа для уточнения того или иного дефекта.

В эксплуатационной практике диагностирование по ограниченному числу параметров в течение заранее установленного времени принято называть экспресс-диагностированием [30].

Для создания нового способа экспресс-диагностирования масла потребовалось решить следующие задачи:

- обосновать требования к периодичности диагностирования масла из трансформаторов, отработавших нормативный срок службы;
- установить объект исследования;
- выбрать основные параметры масла и разработать технические средства для его диагностирования;
- обосновать возможность диагностирования масла на месте размещения трансформатора.

Требования к периодичности диагностирования масла из трансформаторов, отработавших нормативный срок службы, обоснованы в подразделе 2.2.

В качестве объекта исследования приняты масла марок ГК и ВГ, широко используемые в трансформаторах напряжением 10/0,4 кВ.

При разработке способа экспресс-диагностирования масла учтены следующие требования [47]:

- наличие достоверной связи измеряемых параметров с качеством масла;
- доступность, простота и точность измерений;
- возможность обоснования нормативных значений диагностических параметров.

Вследствие отсутствия статистических данных о качестве масла из трансформаторов напряжением 10 кВ, на первом этапе исследований выполнен анализ материалов испытательной лаборатории, а на втором проведены экспериментальные исследования масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

Рассмотренные ранее процессы старения масла позволили выделить влажность как главный его параметр. Для подтверждения влияния влажности на старение масла и ухудшение его свойств был проведен статистический анализ протоколов испытания проб масла из трансформаторов напряжением 35 и 110 кВ в сокращенном объеме. Протоколы предоставлены химической лабораторией Центрального ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Саратовские РС». По результатам обработки 700 протоколов построены графики (рисунок 2.3) по средним величинам, т.е. из результатов отброшены предельные значения (наибольшие и наименьшие) [1, 20, 62].

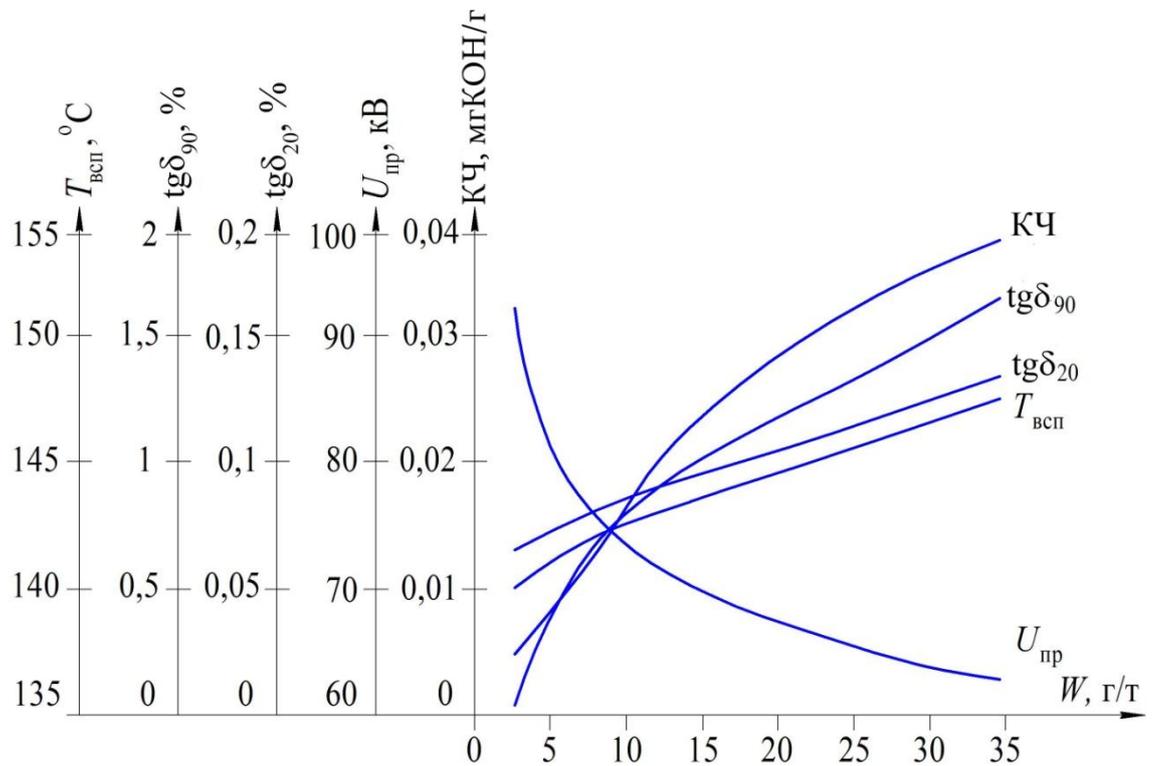


Рисунок 2.3 – Зависимость основных параметров качества масла от влажности:

$U_{пр}$  – пробивное напряжение;  $tg\delta_{20}$ ,  $tg\delta_{90}$  – тангенс угла диэлектрических потерь

при температурах 20 и 90 °С; КЧ – кислотное число;

$T_{всп}$  – температура вспышки в закрытом тигле;  $W$  – влажность масла

Результаты, приведенные на рисунке 2.3, свидетельствуют о том, что влажность масла однозначно связана с основными параметрами его качества. Все зависимости имеют нелинейный характер и изменяются пропорционально влажности.

Наибольшая чувствительность параметров к изменению влажности наблюдается в области «сухого» масла. Например, изменение влажности от 2,5 до 5,0 г/т в среднем вызывает уменьшение пробивного напряжения с 93 до 81 кВ. Иными словами, повышение влажности на 2,5 г/т снижает электрическую прочность масла на 12 кВ. При изменении ее от 5 до 10 г/т кислотное число, тангенс угла диэлектрических потерь (при 90 °С) и температура вспышки составят соответственно: КЧ = 0,012 мгКОН/г;  $tg\delta_{90}$  = 0,5 %,  $T_{всп}$  = 2,7 °С.

Статистическая обработка большого массива проб масла подтвердила, что влажность – интегральный параметр его качества. В подтверждение этого факта

в работах [8, 13, 53, 60, 81, 87, 103] приводятся сведения о связи влажности с электрофизическими свойствами масла: напряжением пробоя и диэлектрическими потерями (рисунок 2.4).

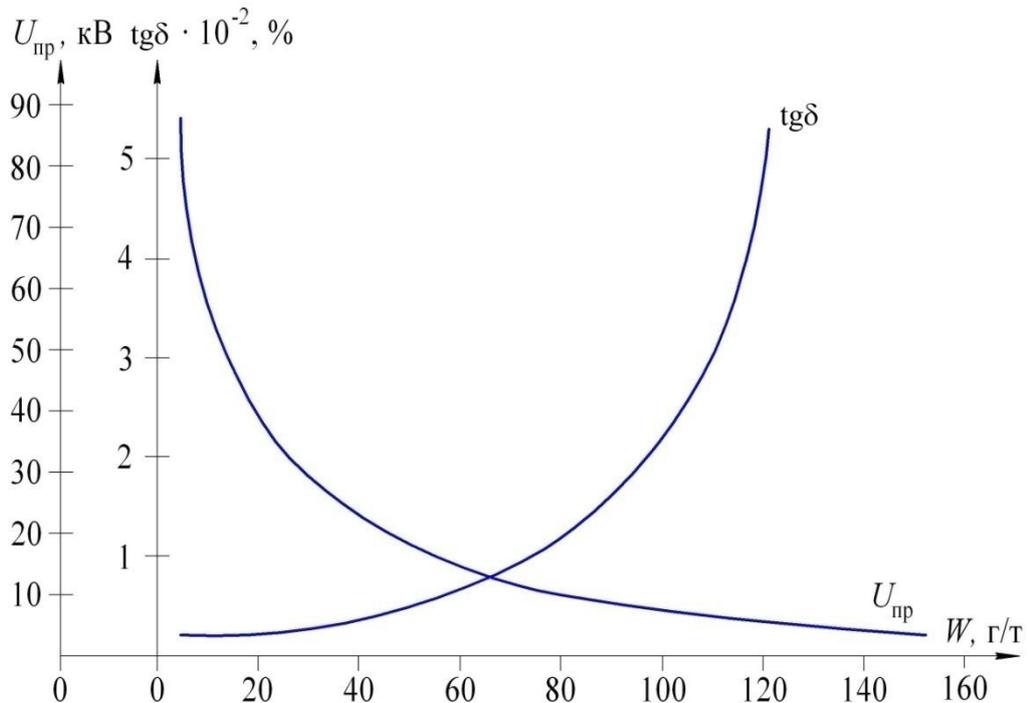


Рисунок 2.4 – Зависимость электрофизических параметров качества масла от влажности

С позиций теории диагностирования [40, 47, 94], все параметры делятся на основные и вспомогательные. Основные дают наиболее полные сведения о работоспособности объекта. В качестве основного параметра принята влажность масла. Вспомогательные оценивают лишь отдельные свойства и дают общую оценку состояния объекта. В качестве таковых могут быть приняты: удельное объемное сопротивление, прозрачность и внешний вид масла.

Таким образом, нужно оценить выбранные параметры в соответствии с указанными требованиями диагностирования. С этой целью проведен анализ диагностической информативности принятых главного и вспомогательных параметров (таблица 2.1) [39, 97].

Таблица 2.1 – Диагностическая информативность выбранных параметров

Параметры масла	Требования диагностирования			
	простота, доступность, небольшие затраты	достоверность, связь с работоспособностью объекта	достаточная точность измерения параметра	возможность обоснования нормативных значений
Влажность	+++	++	+++	+++
Удельное объемное сопротивление	+++	++	+++	+++
Прозрачность	+++	++	++	++
Внешний вид	+++	++	++	++

Примечание: +++ – соответствует полностью;

++ – соответствует частично.

Результаты анализа показывают, что указанные параметры удовлетворяют требованиям диагностирования. Теперь необходимо доказать возможность диагностирования данных параметров на месте размещения трансформатора.

## 2.4 Теоретическое обоснование диагностирования влажности масла

### 2.4.1 Измерение влажности в условных единицах

Анализ существующих способов оценки влажности изоляции трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ подтвердил актуальность проблемы диагностирования и в настоящее время. При этом особое внимание обращают на себя электрические способы диагностирования, хотя все они применяются лишь для оценки влажности твердой изоляции, а для масла до сих пор ведется поиск новых эффективных способов.

Наиболее прогрессивные из электрических способов оценки влажности основаны на явлениях поляризации. К ним относят измерение коэффициента абсорбции и способ «емкость – частота». Последний основан на разной чувствительности молекул воды и частиц изоляции к частоте приложенного напряжения. Дипольные молекулы воды при низкой частоте успевают менять свое положение вслед за полем и создают значительный ток абсорбции  $I_{аб}$ . При высокой частоте, в силу инерционности, эти молекулы отклоняются на малый угол или остаются неподвижными – ток абсорбции стремится к минимальному значению. Фиксируя это значение через измерительные емкости, удается оценить степень влажности. Влажность изоляции измеряют в условных единицах. Так, если  $C_2/C_{50} < 1,2$ , то она сухая,  $C_2/C_{50} > 1,2$  – влажная. Хотя такой подход вызывает сомнения по поводу точности, на практике их устраняют путем выбора пороговых значений для конкретных видов электрооборудования и проведения измерений при фиксированной температуре.

Данным способом диагностировали лишь влажность твердой изоляции трансформаторов, для измерения влажности масла он не применялся. Поэтому важно рассмотреть этот способ более подробно, определить возможность его использования для решения поставленной задачи или дать предложения по его модернизации.

#### ***2.4.2 Измерение влажности в относительных единицах.***

##### ***Выбор информативного параметра и частотного диапазона измерения***

Согласно авторам [10, 11, 13, 44, 95, 96, 107], под действием электрического поля в жидком диэлектрике происходят сложные процессы. Во-первых, из-за присутствия примесей и продуктов старения возникает ток сквозной проводимости (ток утечки). Во-вторых, происходит мгновенная поляризация, представляющая собой упругое смещение (деформацию) электронных оболочек атомов и ионов. В-третьих, происходит замедленная поляризация, т.е. смещение и поворот дипольных молекул (воды).

В общем случае в жидком диэлектрике могут иметь место следующие основные виды поляризации: электронная, ионная и дипольная [10, 13, 44, 68, 96].

Электронная поляризация наблюдается во всех диэлектриках и представляет собой упругое смещение центра масс электронных облаков атомов под действием электрического поля. В результате этого образуются разделенные в пространстве пары электрических зарядов. Влияние температуры на электронную поляризацию несущественно и проявляется лишь в результате уменьшения числа частиц в единице объема вещества вследствие его расширения при повышении температуры.

Ионная поляризация возникает при смещении относительно центров упруго-связанных ионов. Время установления ионной поляризации на 1–2 порядка больше, чем электронной.

Дипольная поляризация связана с потерями энергии, т.к. поворот (ориентация) диполей под действием электрического поля приводит к необратимому преобразованию энергии. Данный вид поляризации относится к числу медленных. Время установления ее на несколько порядков превышает время установления электронной поляризации [11, 13, 16, 44, 68, 95, 96].

В зависимости от особенностей материала различные виды поляризации могут иметь больший или меньший удельный вес. Суммарная поляризация вещества представляет собой сумму всех имеющихся видов поляризации. Описанные процессы характеризуются полной схемой замещения, которая представлена на рисунке 2.5.

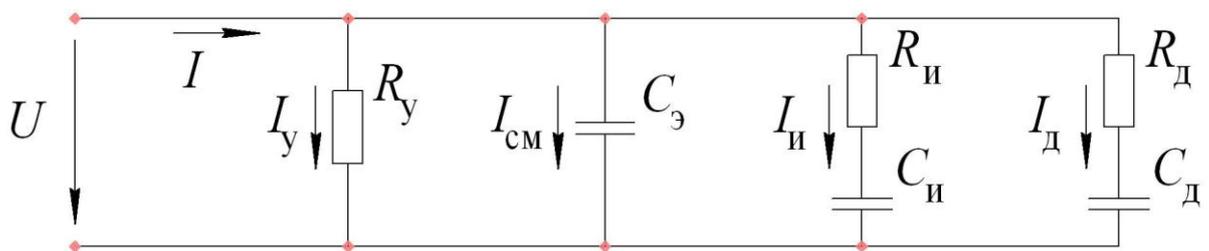


Рисунок 2.5 – Полная схема замещения электрических процессов в диэлектрике:  
 $R_y$  – сопротивление утечки;  $I_y$  – ток утечки;  $C_э$  – емкость электронной поляризации;  
 $C_и$  – емкость ионной поляризации;  $C_д$  – емкость дипольной поляризации;  
 $R_и, R_д$  – эквивалентные сопротивления потерь при соответствующих поляризациях;  
 $I_и, I_д$  – токи соответственно ионной и дипольной поляризации;  
 $I_{см}$  – ток смещения, вызванный электронной поляризацией;  $U, I$  – напряжение и ток

Следует отметить, что все емкости (кроме емкости электронной поляризации) в схеме замещения имеют последовательные сопротивления, учитывающие потери от действия этих видов поляризации. Причем каждый вид поляризации проходит с разной скоростью и при изменении частоты электрического поля приобретает сложный характер. Примерное представление зависимости диэлектрической проницаемости от частоты электрического поля представлено на рисунке 2.6 [10, 11, 96].

Из рисунка 2.6 видно, что с увеличением частоты электрического поля диэлектрическая проницаемость ступенчато снижается. Каждая ступень характеристики относится к определенному виду поляризации, который имеет свою зону снижения диэлектрической проницаемости на величину  $\Delta\epsilon_r$ .

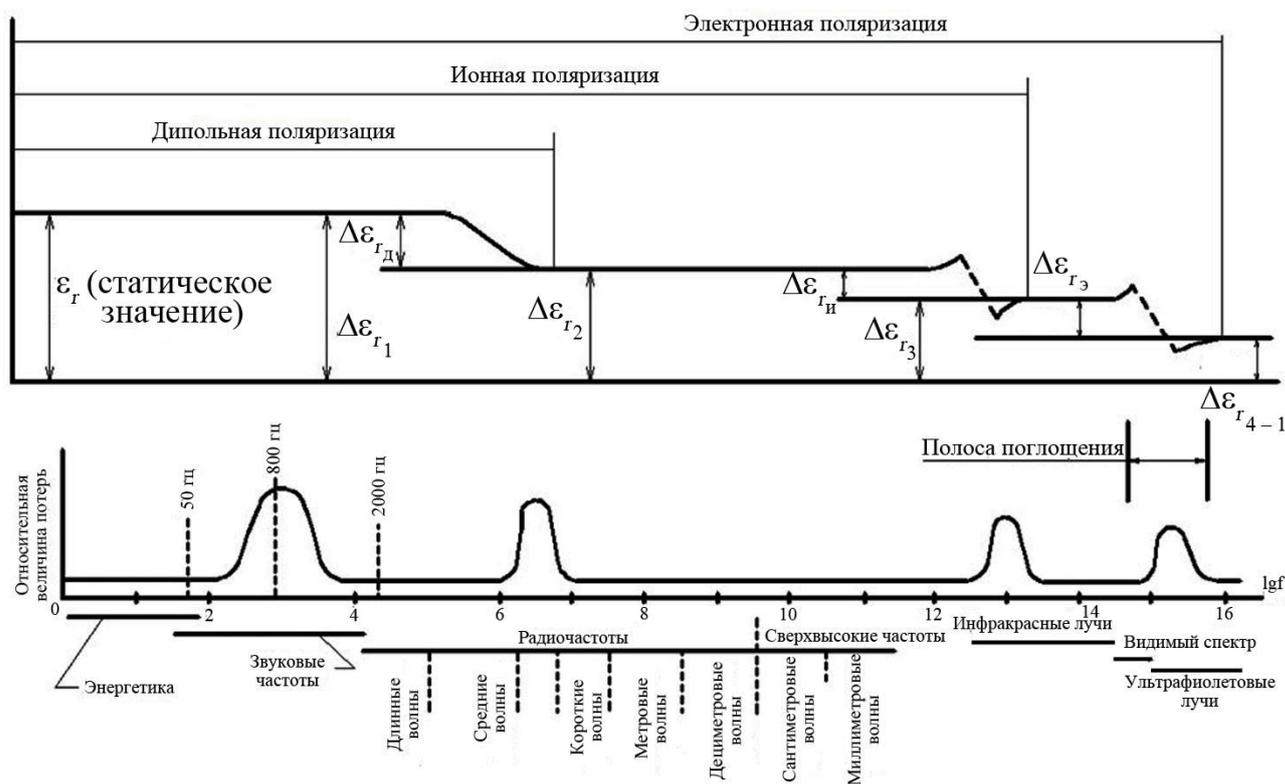


Рисунок 2.6 – Зависимость диэлектрической проницаемости от частоты электрического поля

Основной вклад в процессы поляризации вносят емкости абсорбции  $C_{аб}$ , смещения  $C_{см}$  и токи утечки  $I_y$  и абсорбции  $I_{аб}$  [40]. Поэтому, учитывая сказанное, схему замещения, представленную на рисунке 2.5, можно упростить и

принять к рассмотрению схему замещения, показанную на рисунке 2.7. Таким образом, схема замещения масла, представленная на рисунке 2.7, – главный объект теоретического исследования.

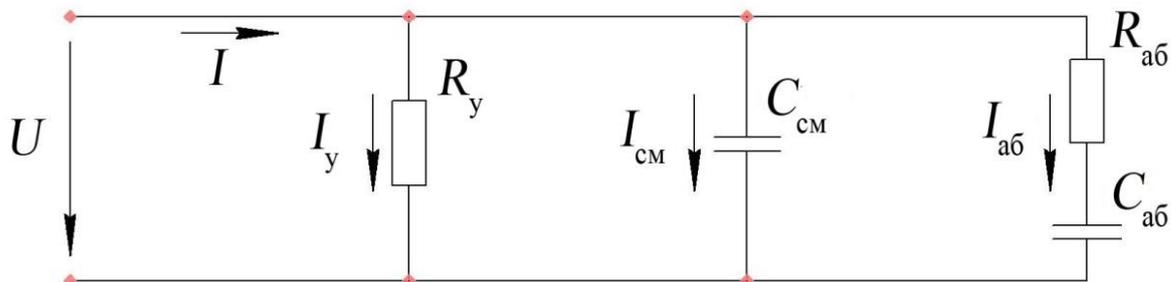


Рисунок 2.7 – Схема замещения электрических процессов в диэлектрике

При измерении влажности дисперсной среды, какой является масло, важно правильно выбрать частоту измерительного напряжения. Частотные зависимости рассматривались ранее. В связи с этим можно отметить следующее: в схеме замещения главную роль играют емкости смещения  $C_{см}$  и абсорбции  $C_{аб}$ . Первая из них моделирует процессы электронной поляризации, присущей всем диэлектрикам, вторая – процессы дипольной поляризации, присущей полярным диэлектрикам, в данном случае – воде. При выборе высших частот измерительного напряжения усиливается роль ионной и электронной, а при низких частотах – дипольной поляризации [10, 11, 55, 96, 115]. В нашем случае важно учесть влажность масла, т.е. определить количество в нем воды. Поэтому следует ориентироваться на низкие частоты в диапазоне 2...3000 Гц. В виду этого и с целью упрощения способа диагностирования следует использовать стандартную частоту 50 Гц.

Для устранения недостатков измерения влажности в условных единицах предложено измерение в относительных единицах. Сущность способа оценки влажности масла в относительных единицах состоит в измерении, а затем сопоставлении результатов измерения в двух ячейках: рабочей и эталонной. Расчетные схемы таких ячеек представлены на рисунке 2.8.

Суть процесса измерения заключается в следующем. Образцы масла заливают в ячейки с многопластинчатыми конденсаторами. В эталонную ячейку заливают «сухое» масло, а в рабочую – эксплуатационное. Конденсаторы соединяют последовательно и к ним подводят переменное напряжение  $U$  с частотой  $f$ . Затем измеряют напряжения на них. Отношение напряжения на эталонном конденсаторе  $U_3$  к напряжению на рабочем  $U_p$  названо индексом влажности масла:

$$\text{ИВ} = \frac{U_3}{U_p}, \quad (2.2)$$

где ИВ – индекс влажности масла, о.е.;

$U_3$  – измеренное напряжение на эталонном образце, В;

$U_p$  – измеренное напряжение на рабочем (эксплуатационном) образце, В.

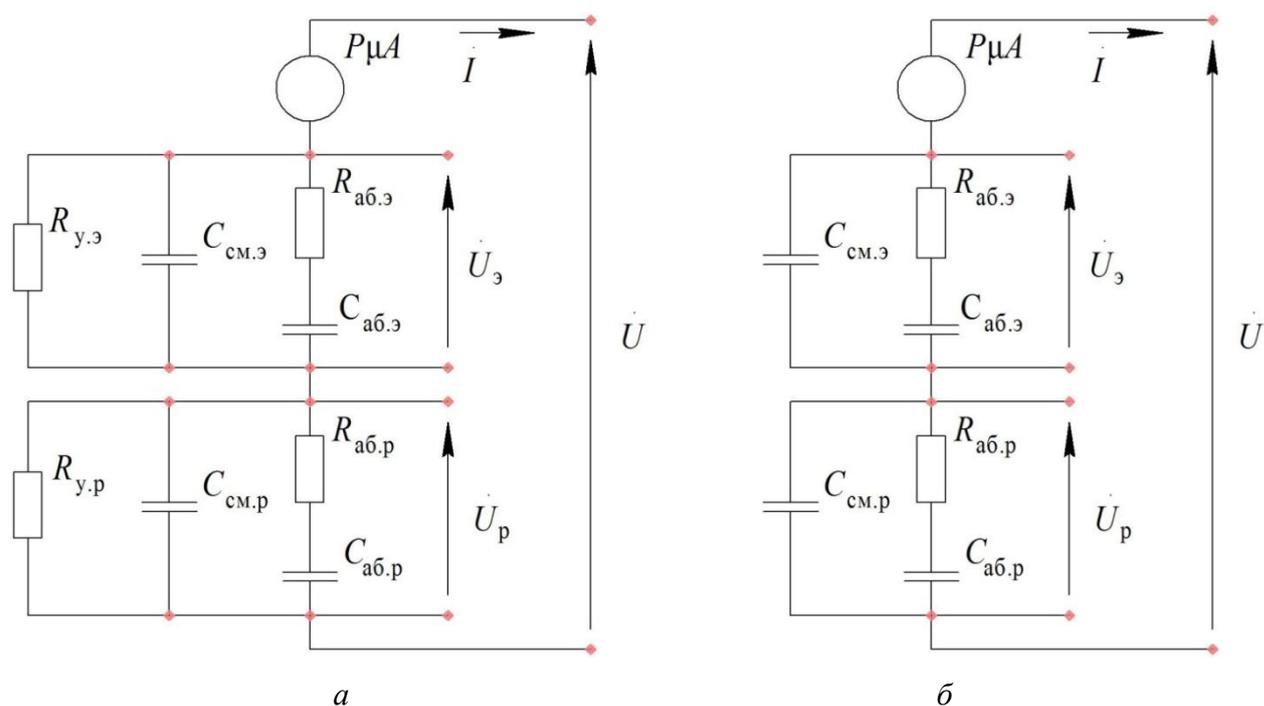


Рисунок 2.8 – Схемы замещения электрических процессов в масле для измерения влажности в относительных единицах: *a* – полная; *б* – упрощенная:  $C_{см.э}$ ,  $C_{см.р}$  – емкости смещения на эталонной и рабочей ячейках;  $C_{аб.э}$ ,  $C_{аб.р}$  – емкости абсорбции на эталонной и рабочей ячейках;  $R_{аб.э}$ ,  $R_{аб.р}$  – сопротивления абсорбции на эталонной и рабочей ячейках;  $R_{у.э}$ ,  $R_{у.р}$  – сопротивления утечки на эталонной и рабочей ячейках;  $U$  – прикладываемое напряжение;  $P\mu A$  – микроамперметр

Теоретическое обоснование ИВ следует из анализа электрической схемы двух ячеек, показанной на рисунке 2.8, а. Так как ток утечки в масле имеет небольшую величину, то им можно пренебречь без ущерба для точности измерения. Тогда схема примет вид, представленный на рисунке 2.8, б.

В общем случае каждая ячейка – это комплексное сопротивление эталонного  $\underline{Z}_э$  и рабочего  $\underline{Z}_р$  конденсаторов (рисунок 2.9).

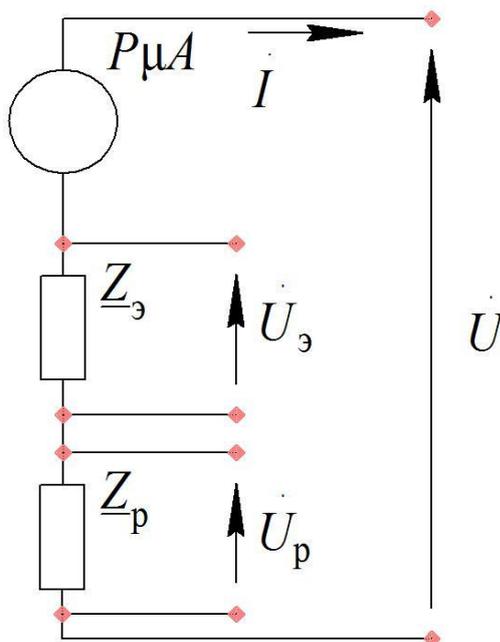


Рисунок 2.9 – Расчетная схема определения индекса влажности

Ток в цепи и напряжения на конденсаторах определяют по уравнению:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I} &= \frac{\dot{U}}{\underline{Z}_э + \underline{Z}_р}, \\ \dot{U}_э &= \frac{\dot{U} \underline{Z}_э}{\underline{Z}_э + \underline{Z}_р}, \\ \dot{U}_р &= \frac{\dot{U} \underline{Z}_р}{\underline{Z}_э + \underline{Z}_р}. \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

Тогда расчетное значение индекса влажности

$$\text{ИВ} = \frac{\underline{Z}_{\text{э}}}{\underline{Z}_{\text{р}}}. \quad (2.4)$$

Полные комплексные сопротивления конденсаторов с учетом рисунка 2.9 примут вид:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{\text{э}} &= \frac{\underline{Z}_{\text{см.э}} \underline{Z}_{\text{аб.э}}}{\underline{Z}_{\text{см.э}} + \underline{Z}_{\text{аб.э}}}; \\ \underline{Z}_{\text{р}} &= \frac{\underline{Z}_{\text{см.р}} \underline{Z}_{\text{аб.р}}}{\underline{Z}_{\text{см.р}} + \underline{Z}_{\text{аб.р}}} \end{aligned} \right\} \quad (2.5)$$

где  $\underline{Z}_{\text{см}}$ ,  $\underline{Z}_{\text{аб}}$  – комплексные сопротивления цепей смещения и абсорбции соответствующих конденсаторов, Ом.

Индекс влажности масла с учетом емкостей смещения и абсорбции вычисляют по выражению:

$$\text{ИВ} = \frac{\underline{Z}_{\text{см.э}} \underline{Z}_{\text{аб.э}}}{\underline{Z}_{\text{см.р}} \underline{Z}_{\text{аб.р}}}. \quad (2.6)$$

Поскольку

$$\underline{Z}_{\text{см.э}} = \frac{1}{\omega C_{\text{см.э}}}, \quad \underline{Z}_{\text{аб.э}} = \sqrt{R_{\text{аб.э}}^2 + \left(\frac{1}{\omega C_{\text{аб.э}}}\right)^2}, \quad (2.7)$$

а

$$\underline{Z}_{\text{см.р}} = \frac{1}{\omega C_{\text{см.р}}}, \quad \underline{Z}_{\text{аб.р}} = \sqrt{R_{\text{аб.р}}^2 + \left(\frac{1}{\omega C_{\text{аб.р}}}\right)^2}, \quad (2.8)$$

то после подстановки полученных значений в формулу (2.6) можно определить индекс влажности по уравнению:

$$\text{ИВ} = \frac{C_{\text{см.р}}}{C_{\text{см.э}}} \frac{\sqrt{R_{\text{аб.э}}^2 + \left(\frac{1}{\omega C_{\text{аб.э}}}\right)^2}}{\sqrt{R_{\text{аб.р}}^2 + \left(\frac{1}{\omega C_{\text{аб.р}}}\right)^2}}, \quad (2.9)$$

где  $\omega$  – угловая частота, рад/с.

Измерение индекса влажности предполагается проводить на частотах, при которых молекулы влаги не успевают поворачиваться на заметный угол, следовательно, потерями этого рода можно пренебречь, т.е.  $R_{\text{аб.э}} = R_{\text{аб.р}} = 0$ . Тогда уравнение (2.9) примет вид:

$$\text{ИВ} = \frac{C_{\text{см.р}}}{C_{\text{см.э}}} \frac{C_{\text{аб.р}}}{C_{\text{аб.э}}}. \quad (2.10)$$

При использовании предлагаемого способа следует соблюдать требование: эталонный и рабочий конденсаторы должны иметь одинаковые размеры. Это означает, что токи смещения в них равны, тогда можно принять  $C_{\text{см.э}} = C_{\text{см.р}}$ . В этом случае уравнение (2.10) можно записать таким образом:

$$\text{ИВ} = \frac{C_{\text{аб.р}}}{C_{\text{аб.э}}}. \quad (2.11)$$

Явления, происходящие в веществе, находящемся в электрическом поле, могут быть описаны на основе теории электромагнитного поля [12, 115]. Согласно этой теории, если конденсатор, имеющий в воздухе емкость  $C_0$ , заполнить веществом – идеальным диэлектриком, то его емкость  $C$  увеличится в  $\varepsilon$  раз, где  $\varepsilon$  – относительная диэлектрическая проницаемость заполняемого вещества. В таком конденсаторе емкостный ток опережает напряжение на  $90^\circ$ . Влажное масло не может рассматриваться как «идеальный» диэлектрик. Поэтому в конденсаторе, заполненном таким маслом, будут происходить активные потери энергии, а угол сдвига фаз между током и напряжением окажется меньше  $90^\circ$ .

Абсорбционные емкости при одинаковой геометрии измерительных конденсаторов зависят от диэлектрической проницаемости «сухого» (эталонного)  $\varepsilon_3$  и эксплуатационного (рабочего)  $\varepsilon_p$  масел:

$$\left. \begin{aligned} C_{\text{аб.р}} &= \varepsilon_0 \varepsilon_p \frac{S(n-1)}{d}; \\ C_{\text{аб.э}} &= \varepsilon_0 \varepsilon_3 \frac{S(n-1)}{d}, \end{aligned} \right\} \quad (2.12)$$

где  $\varepsilon_0$  – абсолютная диэлектрическая проницаемость ( $\varepsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12}$  Ф/м);

$S$  – площадь пластин, м<sup>2</sup>;

$n$  – количество пластин, шт.;

$d$  – расстояние между пластинами, м.

С учетом формулы (2.11) уравнение (2.12) примет вид:

$$\text{ИБ} = \frac{\varepsilon_p}{\varepsilon_3}. \quad (2.13)$$

Это соответствует классическим положениям теории измерения неэлектрических величин электрическими способами [114].

Диэлектрическая проницаемость «сухого» масла – известная величина, равная  $\varepsilon_3 = 2,2-2,4$  [10, 11, 13, 53, 82, 96, 106], влажного масла  $\varepsilon_p$  зависит от диэлектрических проницаемостей воды  $\varepsilon_B$  и масла  $\varepsilon_M$ . Для того чтобы выразить  $\varepsilon_p$  через  $\varepsilon_B$  и  $\varepsilon_M$ , предложены различные подходы, в соответствии с которыми применяют аддитивное соотношение  $W_B^*$  объемных долей компонентов  $\varepsilon_B$  и  $\varepsilon_M$ . В работе [22] показано, что этому наиболее полно и точно соответствует уравнение Пиекара, в котором вычисляется приращение диэлектрической проницаемости смеси при появлении в масле воды:

$$\Delta\varepsilon = \frac{W_B^* (\varepsilon_B - \varepsilon_M) (\varepsilon_M + 2)}{\varepsilon_B + 2 - W_B^* (\varepsilon_B - \varepsilon_M)}. \quad (2.14)$$

где  $W_B^*$  – доля воды в масле, г/г;

$\epsilon_B$ ,  $\epsilon_M$  – диэлектрические проницаемости воды и масла соответственно.

Поскольку в «сухом» масле  $\epsilon_3 = \epsilon_M$ , а по ранее упомянутым свойствам аддитивности  $\epsilon_p = \epsilon_M + \Delta\epsilon$ , то уравнение (2.13) приводим к виду:

$$ИВ = \frac{\epsilon_M + \Delta\epsilon}{\epsilon_M} = 1 + \frac{\Delta\epsilon}{\epsilon_M}. \quad (2.15)$$

Подставив справочные данные диэлектрических проницаемостей воды и масла в формулу (2.15), находим теоретическое значение индекса влажности масла в относительных единицах (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Теоретический расчет индекса влажности масла

ИВ, о.е.	Диэлектрические проницаемости воды и масла	Количество воды в масле $W_B^*$ , г/г								
		0	10	20	30	40	50	60	70	80
ИВ <sub>1</sub>	$\epsilon_B = 81,0;$ $\epsilon_M = 2,1$	1	1,002	1,004	1,006	1,007	1,009	1,011	1,013	1,015
ИВ <sub>2</sub>	$\epsilon_B = 81,0;$ $\epsilon_M = 2,4$	1	1,002	1,003	1,005	1,007	1,008	1,01	1,012	1,013
ИВ <sub>3</sub>	$\epsilon_B = 63,0;$ $\epsilon_M = 2,1$	1	1,002	1,004	1,006	1,007	1,009	1,011	1,013	1,015
ИВ <sub>4</sub>	$\epsilon_B = 63,0;$ $\epsilon_M = 2,4$	1	1,002	1,003	1,005	1,007	1,009	1,01	1,012	1,014

По результатам расчета таблицы 2.2 построен график зависимости индекса влажности от абсолютной влажности масла (рисунок 2.10).

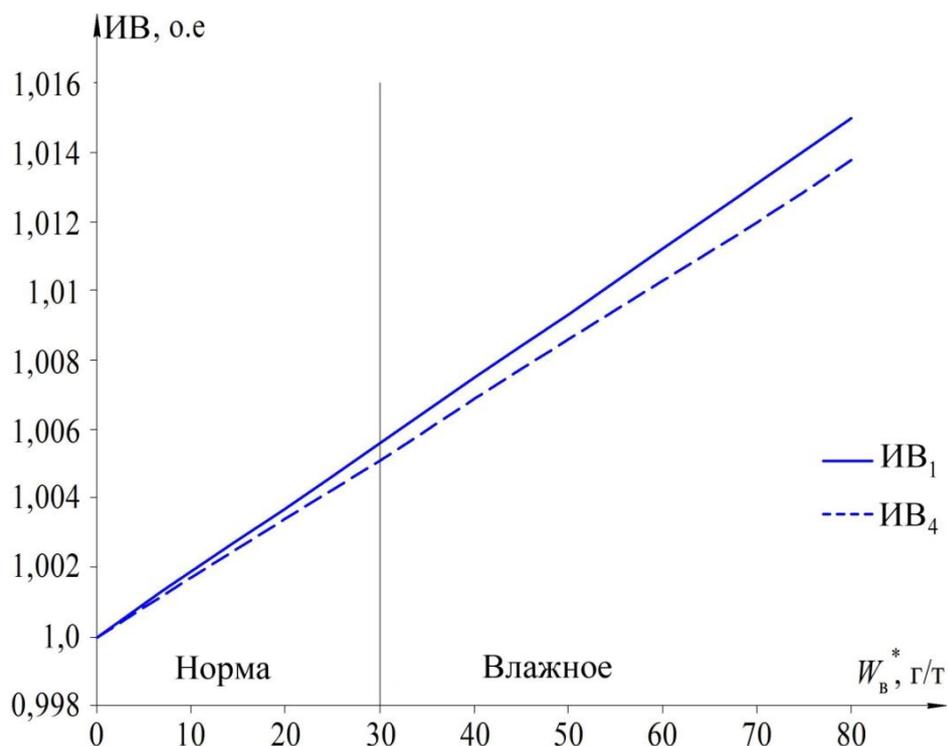


Рисунок 2.10 – Зависимость индекса влажности от абсолютной влажности масла

Приведенный график подтверждает увеличение индекса влажности с ростом  $W_B^*$ . Эти данные имеют некоторые усредненные значения. В конкретных случаях необходимо учитывать марку масла, его диэлектрические характеристики и температуру смеси, что возможно сделать при экспериментальном исследовании.

Согласно нормативным документам [70, 79], количество воды в масле не должно превышать 30 г/т. Таким образом, если ИВ составляет 1,0–1,005 о.е. — масло считается «сухим», т.е. влаги в нем менее 30 г/т; если ИВ > 1,005 о.е. — влажным. Следовательно, необходимо проводить лабораторный анализ масла и профилактические мероприятия по восстановлению его свойств.

## 2.5 Влияние температуры на процесс измерения индекса влажности

С позиции практических рекомендаций, температурную зависимость можно учитывать по данным исследований [22]. В них показано, что на каждый градус

(1 °С) изменения температуры от 25 до 80 °С диэлектрическая проницаемость воды  $\epsilon_B$  изменяется на 0,005 ед., а масла  $\epsilon_M$  – на 0,006 ед. Следовательно, в формулу (2.14) подставим значения диэлектрических проницаемостей с учетом температуры:

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_B^t &= \epsilon_B^c [1 - 0,005(t - 20)]; \\ \epsilon_M^t &= \epsilon_M^c [1 - 0,006(t - 20)]; \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

где  $t$  и  $c$  – индексы: первый относится к поправкам на температуру, второй – к справочным данным [13, 82, 96, 106].

Тогда уравнение (2.15) для расчета индекса влажности масла примет вид:

$$\text{ИВ} = 1 + \frac{\Delta\epsilon^t}{\epsilon_M^t}. \quad (2.17)$$

Таким образом, при различии температур эталонного и эксплуатационного масел необходимо использовать выражение (2.17) либо ввести в измерительную схему компенсацию по температуре. Для этого применяют следующие приемы: в измерительный канал вводят термозависимый элемент (терморезистор, термокомпенсационный конденсатор), который компенсирует температурную зависимость пробы, или измеряют температуру пробы и вводят сигнал по температуре в модель измерения. Как показывает опыт, первый вариант дает наилучшую компенсацию и делает процесс измерения более простым. Кроме того, он создает гибкость измерения, что является бесспорным преимуществом при переходе на другие объекты [85, 116].

## 2.6 Расчет чувствительности измерения индекса влажности масла

Расчет индекса влажности по уравнению (2.2) связан с неточностью исходной информации, погрешностью измерительных приборов и другими неопределенностями. Поэтому необходимо оценить точность получаемого значения индекса влажности [39, 69, 90, 97].

Для решения задачи на основе методов учета неопределенностей вводим коэффициент чувствительности измерения индекса влажности к изменению параметров  $x_i$  (ИВ =  $f(x_1, \dots, x_j, \dots, x_n)$ ):

$$S_i = \frac{\delta \text{ ИВ}}{\delta x_i}. \quad (2.18)$$

Коэффициент  $S_i$  характеризует приращение функции при единичном приращении аргумента. Для конкретных условий вводим коэффициент эластичности, который показывает, на сколько относительных единиц изменится индекс влажности при изменении параметра  $x_i$  на одну относительную единицу:

$$\delta_j = \frac{\delta \text{ ИВ}}{\delta x_i} \frac{x_i}{\text{ИВ}} = S_i \frac{x_i}{\text{ИВ}}. \quad (2.19)$$

Для всей совокупности параметров получим уравнения чувствительности и погрешности индекса влажности:

$$\left. \begin{aligned} \text{ИВ}^* &= \frac{\Delta \text{ ИВ}}{\text{ИВ}} = \sum \delta_j x_j^*, \\ \varepsilon_{\text{ИВ}} &= \pm \sqrt{\sum \delta_j^2 (x_j^*)^2}. \end{aligned} \right\} \quad (2.20)$$

Используя уравнения (2.18), (2.19) и учитывая формулу (2.10), вычислим коэффициент эластичности

$$\delta_{\text{ИВ}_{\text{аб}}} = \frac{\delta \text{ ИВ}}{\delta C_{\text{аб.э}}} \left( \frac{C_{\text{аб.п}}}{\Pi} \right) = \frac{C_{\text{см.п}} C_{\text{аб.п}}}{C_{\text{см.э}} C_{\text{аб.э}} \Pi}. \quad (2.21)$$

На основании формулы (2.21) выведем уравнение погрешности индекса влажности

$$\varepsilon_{\text{ИВ}} = \sqrt{\left( \frac{C_{\text{см.п}} C_{\text{аб.п}}}{C_{\text{см.э}} C_{\text{аб.э}} \Pi} \right)^2} = 0,05 \frac{C_{\text{см.п}} C_{\text{аб.п}}}{C_{\text{см.э}} C_{\text{аб.э}} \Pi}. \quad (2.22)$$

Чувствительность определим по следующему выражению:

$$\frac{\delta \text{ИВ}}{\delta C_{\text{аб.п}}} = \frac{C_{\text{см.п}}}{C_{\text{см.э}}} \frac{1}{C_{\text{аб.э}}}. \quad (2.23)$$

Отсюда видно, что чем меньше  $C_{\text{см.э}}$  и  $C_{\text{аб.э}}$ , тем выше чувствительность. Однако эти величины ограничены характеристиками «сухого» масла, т.е. можно ожидать относительно высокую чувствительность.

Наибольшая возможная погрешность будет при

$$\text{ИВ} = \frac{C_{\text{см.п}} + C_{\text{аб.п}}}{A}, \quad (2.24)$$

т.е.

$$\Delta \text{ИВ} = f(\Delta C_{\text{см.п}}, \Delta C_{\text{аб.п}}). \quad (2.25)$$

Относительная погрешность

$$\gamma_{\text{ИВ}} = \frac{\gamma C_{\text{см.п}} + \gamma C_{\text{аб.п}}}{A}, \quad (2.26)$$

где  $\gamma$  – относительная погрешность измерения, %;

$A$  – абсолютная его погрешность, %.

Таким образом, использование эталонной ячейки снижает погрешность измерения индекса влажности.

## 2.7 Обоснование вспомогательных параметров масла

### 2.7.1 Удельное объемное сопротивление

В неполярных жидких диэлектриках, к которым относится трансформаторное масло, диссоциация молекул на ионы незначительна. Поэтому число носителей заряда в единице объема невелико и проводимость мала. Источником ионов могут быть примеси – влага, различные полярные жидкости, частицы твердых веществ, молекулы которых диссоциируют на ионы [13, 44, 49, 87].

Даже малое количество влаги, поглощенное гигроскопическим образом, существенно уменьшает удельное сопротивление масла. Молекулы воды хорошо диссоциируют на ионы. В воде растворяются частицы примесей, содержащихся в масле: солей, остатков катализаторов, кислот, щелочей и других ионогенных веществ. Влага с растворимыми ионогенными примесями проникает в поры и микротрещины твердого диэлектрика, впитывается капиллярами, распределяется на границе раздела диэлектриков [53, 81, 89].

Удельное объемное сопротивление масла (Ом·м) вычислим по формуле [26]:

$$\rho_v = 0,113C_0R_v \cdot 10^{12}, \quad (2.27)$$

где  $R_v$  – измеренное значение объемного сопротивления, Ом;

$C_0$  – емкость пустой измерительной ячейки, Ф.

При подаче на испытуемый образец масла постоянного напряжения через него протекает сквозной ток утечки и ток абсорбции. Ток абсорбции вызывается процессом установления медленных видов поляризации и спадает со временем. В большинстве диэлектриков он спадает за время, много меньшее 60 с. Поэтому сопротивление образца измеряют после выдержки его под напряжением в течение 60 с, затем фиксируют показания [26, 49].

На результат измерения удельного объемного сопротивления влияет температура. С ее увеличением  $\rho_v$  уменьшается по экспоненциальному закону. Согласно справочным данным [13, 49, 81], нормированное значение  $\rho_v$  при 15...35 °С равно  $10^{12} \dots 10^{15}$  Ом·м, а при 80 °С –  $10^{11}$  Ом·м.

Процесс уменьшения удельного сопротивления масла имеет обратимый характер. При высушивании поглощенная влага удаляется и удельное сопротивление возрастает.

### ***2.7.2 Прозрачность масла***

Механическими примесями считаются все вещества, находящиеся в масле в виде осадка или во взвешенном состоянии. Их разделяют на следующие группы [6, 60]:

- механические загрязнения и примеси, попавшие в масло в результате растворения красок, лаков, разложения бакелитовой и хлопчатобумажной изоляции;
- уголь, образовавшийся при горении электрической дуги;
- осадок в виде шлама, образовавшийся при старении масла.

При разложении масла электрической дугой, кроме газов, образуется еще некоторое количество твердых обуглившихся частиц черного цвета, которые называют взвешенным углеродом. По синеватому отцвету и усиленной флюоресценции всегда можно определить масло, в котором горела электрическая дуга. Все эти загрязнения влияют только на состояние масла, но не на основные его свойства, и могут быть легко удалены очисткой.

Осадками (шламом) служат нерастворимые продукты старения – распада масла, образовавшиеся в процессе его эксплуатации. Они представляют опасность, так как обычно сильно гигроскопичны и их отложения на поверхности изоляции могут приводить к перекрытиям. Кроме того, осадки могут закупоривать каналы между обмотками трансформаторов и ухудшать их охлаждение.

Наличие волокон и пыли снижает электрическую прочность масла и увеличивает его диэлектрические потери.

Механические загрязнения определяют по внешнему виду. Отобранную пробу масла просматривают при дневном или электрическом свете. При обнаружении большого количества мелких загрязнений (ворсинок), которые трудно считать, или крупных частиц масло фильтруют.

Присутствие в масле взвешенного углерода устанавливают следующим образом. Испытуемое масло заливают в четырехугольную стеклянную емкость из белого стекла. На одной стороне емкости с внешней стороны приклеивают листок кальки с нанесенными черной тушью линиями толщиной 1,0; 0,5 и 0,1 мм. Емкость с испытуемым маслом помещают в прибор, показанный на рисунке 2.11. Содержание взвешенного углерода устанавливают просвечиванием слоя масла 10–12 см лампой мощностью 25 Вт.

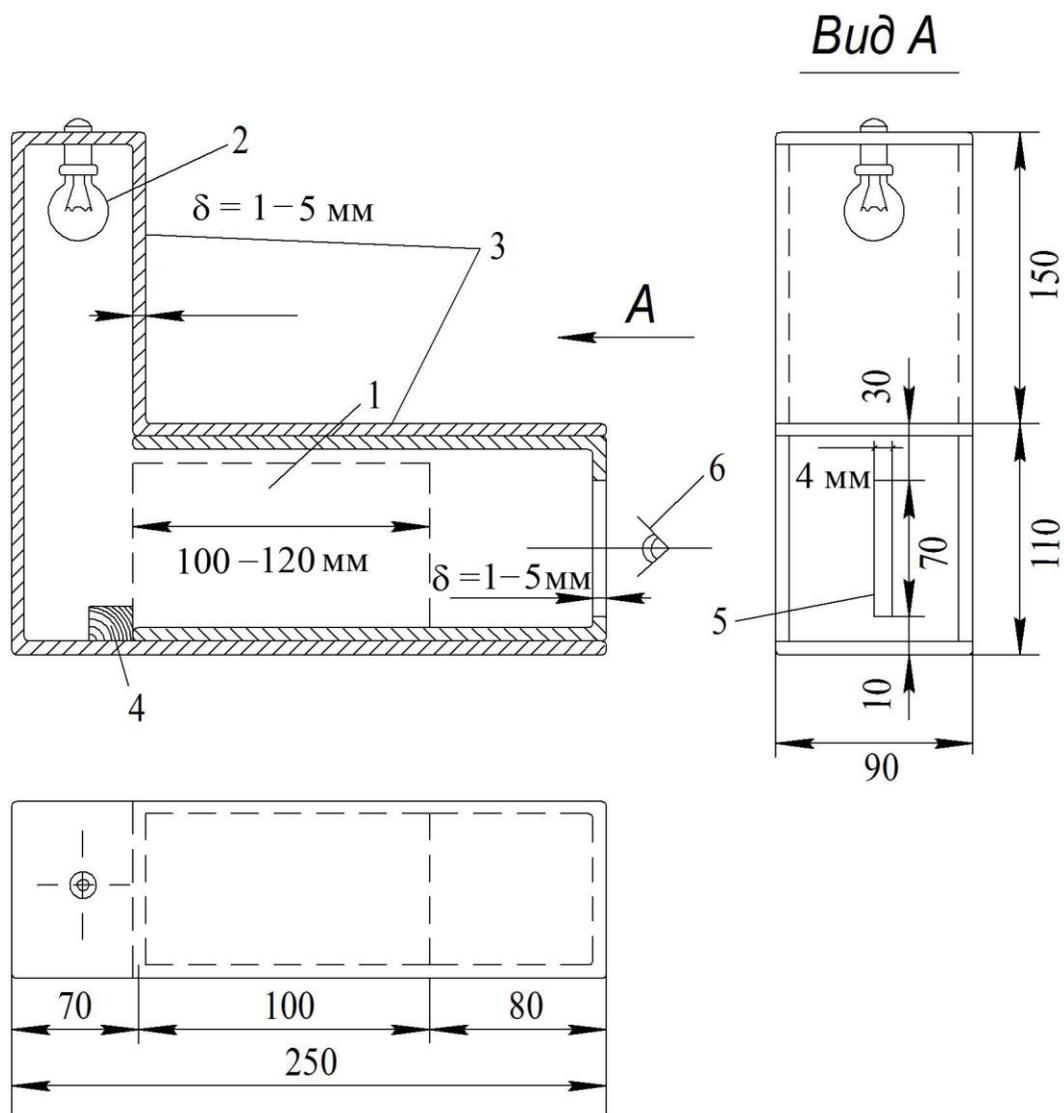


Рисунок 2.11 – Прибор для определения содержания углерода в масле:

1 – стеклянная емкость; 2 – электролампа 25 Вт; 3 – ящик из стального листа;  
4 – деревянный упор; 5 – щель для наблюдения; 6 – глаз наблюдателя

Лампа расположена в вертикальном выступе ящика. Линия просматривается через щель шириной 4 мм, глаз наблюдателя должен находиться приблизительно на расстоянии 50 см от черных линий. Качество масла определяют по видимости линий:

– через слой масла четко и ясно видны все три линии – содержание углерода в испытуемом масле соответствует I баллу.

– линия 0,5 мм видна нечетко, а линия 1,0 мм четко – содержание углерода соответствует II баллам.

– линия 0,5 мм не видна – содержание углерода соответствует III баллам.

Браковка масла по содержанию взвешенного углерода:

- а) масло с содержанием углерода I балл может быть оставлено в эксплуатации;
- б) масло с содержанием углерода II балла должно быть очищено;
- в) масло с содержанием углерода III балла следует заметить или восстановить.

### **2.7.3 Внешний вид**

Цвет свежих масел марок ГК и ВГ обычно прозрачный. В эксплуатации под влиянием нагрева, загрязнений и образующихся при окислении смол и осадков масло становится мутным, появляются взвешенные частицы, оно темнеет и приобретает оттенки от желтого до темно-коричневого. Быстрое и сильное потемнение масла в эксплуатации указывает на его перегрев. Сильное потемнение масла происходит также от образующегося в нем угля. Появление следов воды указывает на сильное увлажнение или потерю герметичности бака трансформатора [6, 15, 53, 89].

Внешний вид масла, находящегося в эксплуатации, не является браковочным критерием и не нормируется действующими инструкциями, но он может служить для ориентировочной оценки качества масла и образовавшихся дефектов внутри трансформатора. Кроме того, внешний вид масла дает полезную информацию о необходимости его дальнейших испытаний.

Определение внешнего вида производят визуально.

## **2.8 Выводы**

1. Проведенный анализ позволил выдвинуть предположение о влиянии влажности на процессы старения масла и ухудшение его нормативных параметров.
2. Графически обоснована целесообразность ежегодного диагностирования масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы.

3. Анализ статистических данных 700 протоколов испытания масла из трансформаторов напряжением 35 и 110 кВ, проведенный в сокращенном объеме, позволил установить, что влажность является интегральным параметром качества масла.

4. Определен главный диагностический параметр масла – индекс влажности. В качестве общей характеристики его предложены вспомогательные параметры – удельное объемное сопротивление, прозрачность и внешний вид.

5. Теоретически обоснована возможность определения влажности масла измерением отношений падения напряжения на эталонной ячейке к падению напряжения на рабочей ячейке. Это отношение названо индексом влажности. Измерение ИВ следует проводить на частоте 50 Гц. Теоретический расчет показал, что размеры эталонного и рабочего конденсаторов и их емкость должны быть одинаковыми.

6. Построена теоретическая зависимость индекса влажности от абсолютной влажности в диапазоне от 0 до 80 г/т. Определены его нормативные значения: если ИВ составляет в 1,0–1,005 о.е., то масло считается «сухим», т.е. влаги в нем менее 30 г/т. Если  $ИВ > 1,005$  о.е., то масло – влажное, поэтому в дальнейшем необходимо проводить более глубокий лабораторный анализ и выполнять профилактические мероприятия по восстановлению его свойств.

7. Получены уравнения для расчета чувствительности и погрешности измерения индекса влажности.

### **3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СПОСОБА ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МАСЛА**

#### **3.1 Методика исследований**

Обзор литературы и теоретические исследования позволили предложить решение важной технической задачи – совершенствование эксплуатации трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы, путем диагностирования масла на месте их размещения.

В теоретическом исследовании выдвинуто предположение о том, что влажность масла характеризует его качество и, прежде всего, электрофизические параметры – пробивное напряжение, тангенс угла диэлектрических потерь, а также физико-химические – кислотное число и температуру вспышки в закрытом тигле. В литературе отсутствуют данные о целенаправленном исследовании указанных связей. Поэтому целью экспериментальных исследований явилось подтверждение выдвинутой гипотезы, а также разработка технических средств, позволяющих проводить экспресс-диагностирование масла на месте размещения трансформатора.

Лабораторные испытания проведены на основе договора о научно-техническом сотрудничестве между Саратовским ГАУ им. Н.И. Вавилова и химической лабораторией Центрального производственного отделения филиала ПАО «МРСК Волги» – «Саратовские распределительные сети».

Для подтверждения теоретических результатов в лабораторных и производственных условиях приведены общие и разработаны частные методики.

Программа испытаний была разбита на две части.

Первая часть исследований выполнена на базе учебно-научно-производственной лаборатории «Диагностик» кафедры «Инженерная физика, электрооборудование и электротехнологии» ФГБОУ ВО «Саратовский ГАУ им. Н.И. Вавилова». Она включала в себя определение:

– пробивного напряжения;

- тангенса угла диэлектрических потерь;
- наличия взвешенного углерода;
- индекса влажности;
- удельного объемного сопротивления;
- прозрачности;
- внешнего вида.

Для испытаний была создана экспериментальная установка (рисунок 3.1).

Вторая часть исследований проведена на базе химической лаборатории Центрального ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Саратовские РС» и включала в себя определение:

- массовой доли влаги в трансформаторном масле;
- кислотного числа;
- температуры вспышки;
- количественного состава частиц в масле.

Все испытания выполнены в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» [79], РД 34.45-51.300–97. «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [70] и нормативными документами:

- пробивное напряжение – по ГОСТ 6581–75. Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний [26];
- тангенс угла диэлектрических потерь – по ГОСТ 6581–75. Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний [26];
- влагосодержание – по ГОСТ 7822–75. Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды [25];
- кислотное число – по ГОСТ 5985–79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа [27];
- температура вспышки в закрытом тигле – по ГОСТ 6356–75. Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле [28];

– содержание механических примесей – по ГОСТ 17216–71. Промышленная чистота. Классы чистоты жидкостей [32].

### 3.2 Описание экспериментальной установки

Экспериментальными исследованиями требовалось подтвердить, что влажность является главным диагностическим параметром качества масла.

Для испытаний были необходимы образцы масла, имеющие разную степень влажности. На практике такую задачу решить достаточно сложно из-за того, что трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ расположены неравномерно на большой территории. Кроме того, почти невозможно выявить трансформаторы с различной степенью влажности масла, изменяющейся ступенчато. В связи с этим испытания проб масла сначала проводили в лабораторных условиях, а затем на месте размещения трансформатора.

Так как в трансформаторах напряжением 10/0,4 кВ используются чаще всего масла марок ГК и ВГ, то испытывали пробы масла только этих марок.

Масло ГК (ТУ 38.101.1025–85) производят из сернистых парафинистых нефтей с применением процесса гидрокрекинга. Оно содержит присадку ионол. Обладает хорошими диэлектрическими свойствами, высокой стойкостью к окислению [100].

Масло ВГ (ТУ 38.401.978–93) производят из парафинистых нефтей с применением гидрокаталитических процессов. Оно содержит присадку ионол. Обладает хорошими диэлектрическими свойствами, высокой стойкостью к окислению [101].

Экспериментальная установка (рисунок 3.1) включает в себя:

- СКАТ-М100 – для определения пробивного напряжения;
- ТАНГЕНС-3М – для определения диэлектрических потерь;
- лабораторный прибор для установления наличия взвешенного углерода;
- комплект приборов и оборудования для определения индекса влажности, удельного объемного сопротивления, прозрачности и внешнего вида масла.

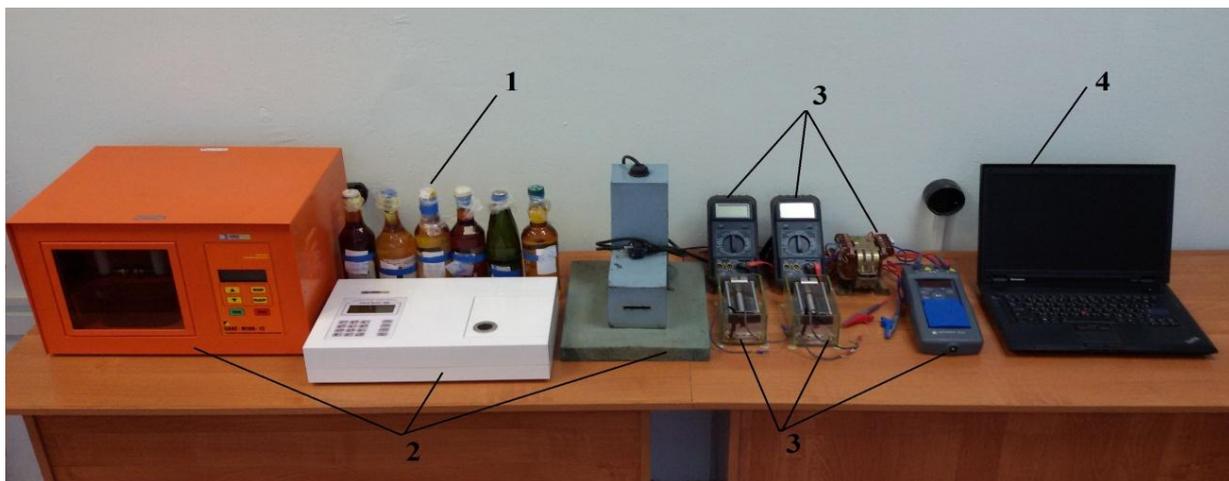


Рисунок 3.1 – Экспериментальная установка: 1 – набор проб масла;  
 2 – комплект для типовых испытаний (СКАТ-М100; ТАНГЕНС-3М;  
 прибор для установления наличия взвешенного углерода);  
 3 – комплект для исследовательских испытаний (измерительные конденсаторы;  
 мультиметры, понижающий трансформатор, мегаомметр); 4 – персональная ЭВМ

***Первая часть испытаний масла*** проведена по следующим методикам:

*Определение пробивного напряжения на установке СКАТ-М100.*

Порядок работы:

1. Подготовка к испытанию:

1.1. Визуально устанавливают наличие или отсутствие воды в пробе масла. Затем сосуд с пробой масла несколько раз переворачивают вверх дном для того, чтобы содержащиеся в пробе случайные загрязнения равномерно распределились по всему объему жидкости.

1.2. Открывают дверцу прибора и достают измерительную чашу. Споласкивают маслом несколько раз и заполняют ее до указанного уровня, чтобы электроды были покрыты слоем масла не менее 15 мм. Выдерживают залитое масло в течение 10 мин.

2. Проведение испытания:

2.1. Чашу с маслом устанавливают на автоматический подъемный стол, закрывают дверцу прибора и нажимают кнопку «ПУСК». После этого начинается испытание масла в соответствии с заданными настройками (6 последо-

вательных пробоев с интервалом 5 мин, в течение которых происходит перемешивание).

2.2. По окончании испытания раздается звуковой сигнал и на дисплее прибора отображаются номер испытания, среднее значение пробивного напряжения и значение его по каждому измерению. Кроме того, прибор автоматически рассчитывает и выводит на дисплей среднюю квадратичную ошибку и коэффициент вариации, согласно формулам, приведенным в ГОСТ 6581–75.

*Определение диэлектрических потерь на установке ТАНГЕНС-3М.*

Порядок работы:

1. Подготовка к испытанию:

1.1. Подключают кабель питания в разъем с надписью «СЕТЬ» и к питающей сети. Для включения установки переключают тумблер включения питания в положение «ВКЛ».

1.2. Сдвигают верхнюю панель установки вправо. Снимают крышку термостата, поворотом против часовой стрелки открывают термостат и достают измерительную ячейку. Отвернув две гайки ячейки, разбирают ее.

1.3. Мерным шприцем набирают 13–14 см<sup>3</sup> испытуемого масла и заполняют им измерительную ячейку.

1.4. Собирают ячейку, устанавливают ее в термостат, закрывают его и сдвигают влево верхнюю крышку установки.

2. Проведение испытания:

2.1. Нажимают кнопку «ПУСК 1». После этого установка, не включая нагреватель, подаст высокое напряжение на ячейку и произведет первое измерение при комнатной температуре. Результаты измерения выводятся на дисплей.

2.2. Выключается высокое напряжение, включается нагреватель. При достижении температуры 70 °С масло некоторое время выдерживается для ее выравнивания в объеме ячейки. Затем производится измерение, результаты выводятся на дисплей.

2.3. Выполняется пункт 2.2 при температуре масла 90 °С.

2.4. По окончании серии измерений включается принудительное охлаждение. При достижении температуры диэлектрика 40 °С выключается охлаждение и на индикаторе появляется надпись «Охлаждение выкл.».

2.5. Для выключения установки тумблер питания переводят в положение «ВЫКЛ» и отсоединяют кабель от сети.

*Определение прозрачности (установление наличия взвешенного углерода).*

Масло наливают в четырехугольную стеклянную емкость, на одной стенке которой с внешней стороны наклеен лист кальки с нанесенными черной тушью тремя линиями толщиной 1,0; 0,5; 0,1 мм, и устанавливают ее в прибор.

Наличие взвешенного углерода устанавливают просвечиванием слоя масла 10–12 см электролампой мощностью 25 Вт и оценивают по следующим трем группам:

I – видны все три линии – углерода нет;

II – линия 0,5 мм видна нечетко – масло нужно фильтровать;

III – линия 0,5 мм не видна – масло необходимо заменить.

*Определение внешнего вида.*

Внешний вид масла может быть мутным, с осадками и взвешенными частицами различных загрязнений. Он определяется визуально.

Внешний вид не является решающим параметром для браковки масла, но дает полезную информацию о необходимости его дальнейших испытаний.

**Вторая часть испытаний** выполнена на базе химической лаборатории Центрального ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Саратовские РС» с использованием приборов, представленных на рисунке 3.2:

– автоматический аппарат ТВЗ-ЛАБ-11 для измерения температуры вспышки в закрытом тигле;

– лабораторное оборудование для установления кислотного числа;

– прибор ПКЖ-904А для определения количественного состава частиц в жидкости по размерным группам;

– прибор ВТМ-МК для измерения массовой доли влаги в трансформаторном масле.



Рисунок 3.2 – Испытательное оборудование химической лаборатории  
Центрального ПО филиала ПАО «МРСК-Волги» – «Саратовские РС»:

1 – ТВЗ-ЛАБ-11; 2 – лабораторное оборудование  
для определения кислотного числа; 3 – ПКЖ-904А; 4 – ВТМ-МК

Испытания масла проведены по следующим методикам:

*Определение температуры вспышки в закрытом тигле на приборе  
ТВЗ-ЛАБ-11.*

Порядок работы:

1. Подготовка к испытанию:

1.1. Аппарат устанавливают на ровном устойчивом столе в таком месте, где нет заметного движения воздуха и свет настолько затемнен, что вспышка хорошо видна.

1.2. Тигель и крышку аппарата промывают растворителем, высушивают, удаляя все следы растворителя.

1.3. Наливают масло в тигель до указанной метки, не допуская смачивания его стенок выше этой метки.

1.4. Закрывают тигель крышкой, помещают его в нагревательный отсек, вставляют термометр и зажигают фитилек, регулируя пламя так, чтобы оно приобрело шарообразную форму диаметром 3–4 мм.

2. Проведение испытания:

2.1. Регулятором напряжения устанавливают скорость нагрева. Одновременно включают электродвигатель, при этом гибкий вал будет передавать вращательный момент для перемешивания продукта. Далее контролируют процесс нагрева. Тигель будет нагреваться, а масло перемешиваться для обеспечения его равномерного нагрева.

2.2. При достижении температуры масла на  $17\text{ }^{\circ}\text{C}$  ниже предполагаемой вспышки включают подачу газа и зажигают горелку и фитилек.

2.3. Испытание на вспышку проводят при повышении температуры на каждые  $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

2.4. В момент испытания на вспышку перемешивание прекращают, рукояткой приводят в действие расположенный на крышке механизм, открывающий заслонку и опускающий пламя. При этом игнитрон сам опустится вниз. Пламя опускается в паровое пространство на  $0,5\text{ с}$ , остается в самом нижнем положении  $1\text{ с}$ , затем поднимается в верхнее положение.

2.5. Моментом вспышки служит появление синего пламени над поверхностью масла. После первой вспышки через  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  производят повторное зажигание. В случае отсутствия вспышки второй раз, все определения выполняют заново с новой порцией масла. Температурой вспышки считается та, которую показывает термометр в момент первой вспышки.

2.6. Испытание проводят 2 раза, за результат принимают среднее значение.

*Определение кислотного числа (ГОСТ 5985–79).*

Порядок работы:

1. Подготовка реактивов:

1.1. Раствор щелочи  $0,05\text{ н}$ . КОН готовят следующим образом: взвешивают навеску  $0,28\text{ г}$  щелочи на аналитических весах (ЛВ 210-А) и помещают ее в колбу объемом  $250\text{ мл}$ , добавляют в нее  $100\text{ мл}$   $85\text{ \%}$ -го этилового спирта и тщательно растворяют. Через  $2\text{--}3\text{ ч}$  устанавливают титр.

Титр раствора для работы устанавливают следующим образом.  $0,1\text{ н}$ . раствор HCL готовят так: ампулу с  $0,1\text{ н}$ . фиксаналом разбивают бойком и через воронку в мерную колбу объемом  $1\text{ л}$  переливают содержимое ампулы, которую тща-

тельно без остатка промывают дистиллированной водой из химического стакана и доводят объем 0,1 н. раствора HCL до метки колбы, равной 1 л.

10 мл 0,1 н. HCL помещают в другую колбу и добавляют в нее 10 мл дистиллированной воды, получают 0,05 н. раствор HCL.

К 2 мл 0,05 н. раствора HCL добавляют несколько капель 1%-го индикатора фенолфталеина (см. ГОСТ 5985–79, с.3) и титруют 0,05 н. раствором КОН, который прибавляют по каплям из пипетки объемом 5 мл до тех пор, пока цвет не начнет изменяться от мутно-белого до бледно-розового. Последний не должен меняться в течение нескольких секунд.

Подсчет титра:

$T$  (титр) = 2 (кол-во миллилитров кислоты, взятое на титрование)  $\times$  0,05 (нормальность кислоты)  $\times$  56 (эквивалент гидроокиси калия). Произведение делят на количество миллилитров щелочи, пошедшей на титрование:

$$T = \frac{2 \cdot 0,05 \cdot 56}{\text{мл на титрование}}$$

1.2. Для приготовления 0,5%-го водного раствора индикатора нитразинового желтого 0,5 г индикатора растворяют в 100 мл дистиллированной воды.

1.3. 85 %-й раствор этилового спирта.

2. Проведение анализа:

2.1. Колба №1. Берется навеска масла 10 г и переносится в колбу объемом 100 мл, предварительно взвешенную на технических весах (ВЛТЭ-1100). В этой колбе будет проходить определение кислотного числа.

2.2. Колба № 2. В колбу объемом 100 мл наливают 50 мл спирта, закрывают ее пробкой с воздушным холодильником и ставят на разогретую плитку. Спирт доводят до кипения и кипятят ровно 5 мин. Снимают колбу с плитки, добавляют в нее 5 капель индикатора нитразинового желтого и нейтрализуют спирт 0,05 н. КОН до изменения окраски с желтой до зеленоватой.

2.3. После нейтрализации содержимое колбы № 2 переливают в колбу № 1 с пробой масла 10 г.

Колбу № 1 с пробой масла и спиртом закрывают пробкой с воздушным холодильником и помещают ее на разогретую плитку. Раствор доводят до кипения и кипятят ровно 5 мин. Затем колбу снимают с плитки и проводят титрование 0,05 н. раствором КОН. Щелочь набирают в пипетку объемом 5 мл и медленно по каплям добавляют (титруют) в пробу колбы № 1 до изменения окраски с желтой до зеленой.

Точно отмеряют количество миллилитров щелочи, пошедшей на титрование (как только проба примет зеленое окрашивание), для расчета кислотного числа (КЧ).

3. Расчет:

$$\text{КЧ} = \frac{VT}{m} = \text{мг КОН на 1 г масла,}$$

где  $V$  – объем КОН, пошедшей на титрование, мл;

$T$  – титр КОН, обычно меньше 2,0 мг/мл;

$m$  – навеска испытуемого масла, постоянно равна 10 г.

*Определение класса чистоты масла с помощью прибора ПКЖ-904А.*

Прибор основан на регистрации светочувствительным элементом (фотодиодом) изменений светового потока от источника света (светодиода) во время перекрытия части его отдельной частицей, перемещающейся с контролируемой жидкостью. Световой поток направлен перпендикулярно потоку жидкости и полностью его охватывает (по сечению), что позволяет контролировать всю жидкость, проходящую через датчик прибора. Изменения электрического сигнала (тока) фотодиода, вызванные частицами загрязнений, находящимися в жидкости, пропорциональны их размеру, а длительность изменений равна времени прохождения частицами чувствительного объема датчика. Электрические сигналы фотодиода усиливаются, анализируются по амплитуде и распределяются по соответствующим размерным диапазонам, указанным на табло прибора. В каждом канале сигналы подсчитываются счетчиками, а результаты отоб-

ражаются на цифровом табло прибора. В случае если жидкость содержит более 150000 частиц в  $100 \text{ см}^3$ , загорается сигнализатор «ПЕРЕГРУЗКА».

Порядок работы:

1. Подготовка к анализу:

1.1. Проба масла не должна содержать воду. Ее хорошо взбалтывают в течение 3 мин в емкости, заполненной не более чем на  $\frac{3}{4}$  объема, затем проводят визуальный контроль: если масло во время просмотра на свет прозрачное, то его берут на анализ.

1.2. Прибор устанавливают в лаборатории на столе. Перед началом работы его заземляют, включают в сеть 220 В и прогревают 10–15 мин.

1.3. При работе прибора слив пробы масла через датчик осуществляется с помощью системы подвода воздуха.

2. Проведение анализа:

2.1. В воронку прибора помещают  $120\text{--}130 \text{ см}^3$  подготовленной пробы масла и выдерживают 1,5–2 мин для удаления пузырьков воздуха.

2.2. Соединяют штуцер воронки с системой подготовки воздуха и устанавливают давление, обеспечивающее расход масла  $100 \text{ см}^3/\text{мин}$ , открывают кран прибора и при совмещении уровня масла с верхней кольцевой отметкой на воронке нажимают кнопку «ПУСК».

2.3. При совмещении уровня масла с нижней кольцевой отметкой на воронке нажимают кнопку «СТОП» и одновременно закрывают кран прибора, что соответствует  $100 \text{ см}^3$  слитого масла.

2.4. По окончании измерений на экране ЖКИ прибора высвечивается класс чистоты контролируемой жидкости, соответствующей ГОСТ 17216–71.

2.5. Измеряют три нормированных объема масла из одной пробы, а результат усредняют.

*Определение влагосодержания масла с помощью влагомера ВТМ-МК.*

Порядок работы:

1. Подготовка к анализу:

1.1. Включают питание влагомера нажатием тумблеров «ВКЛ» соответственно на передней и задней панели с надписью «ГСВ».

1.2. Автоматически устанавливают режим работы «ОСУШКА ДАТЧИКОВ». После продувки газогидравлической системы прибора (20–30 мин) появится кратковременная надпись: «ГОТОВ К АНАЛИЗУ!» и после нее «НАЖМИТЕ ПУСК».

## 2. Проведение анализа:

### 2.1. Массовую долю влаги в масле измеряют в такой последовательности:

– промывают шприц-дозатор из комплекта принадлежностей анализируемым маслом, для чего 2–3 раза набирают в шприц масло и сливают его;

– набирают в шприц дозу масла объемом 2,0 см<sup>3</sup>;

– кнопкой «М» на информационном табло (нижнее) выбирают режим «АНАЛИЗ», кнопкой «→» фиксируют его, при этом на табло появится надпись «НАЖМИТЕ ПУСК»;

– нажимают кнопку «ПУСК», в результате на табло кратковременно высветится надпись «ВВЕДИТЕ ПРОБУ»;

– вводят дозу масла шприцем-дозатором в штуцер «ВВОД ПРОБЫ»;

– на информационном табло загорится надпись «ИЗМЕРЕНИЕ» и начнется отсчет времени измерения в минутах и секундах.

2.2. По окончании анализа через 15 мин на цифровом табло отобразится результат измерения, а на информационном табло появится надпись «АНАЛИЗ ЗАКОНЧЕН».

2.3. Нажимают на рычаг «ДРЕНАЖ» и сливают пробу масла из десорбционной колонки. Кнопкой «М» выбирают режим «ОСУШКА ДАТЧИКОВ», кнопкой «→» фиксируют этот режим работы. Прибор автоматически подготавливается к следующему анализу.

Промежуток времени между анализами должен быть не менее 2–3 мин для продувки газогидравлической системы влагомера.

Испытательные приборы и средства измерения, используемые в настоящей работе, имеют свидетельство о поверке ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний им. Б.А. Дубовикова» Саратовской области.

### 3.3 Разработка измерительной ячейки для экспресс-диагностирования масла на месте размещения трансформатора

Отбор проб масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ [6, 29, 84] и доставка их в испытательную лабораторию требует значительных трудовых и финансовых затрат, в связи с неравномерным размещением трансформаторов на большой территории. Поэтому поиск путей снижения затрат на диагностирование масла остается актуальным.

В работах Г.А. Митрофанова, И.Н. Полякова, М.Ю. Стрельникова [65, 77, 92] предлагалось присоединять к системе регенерации трансформатора специальные измерительные устройства, с помощью которых проводить диагностирование масла в процессе эксплуатации без отбора пробы.

Трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ, эксплуатируемые в сельских электрических сетях, конструктивно не имеют системы регенерации масла. Нами предложен новый вариант измерительной ячейки [75] (рисунок 3.3).

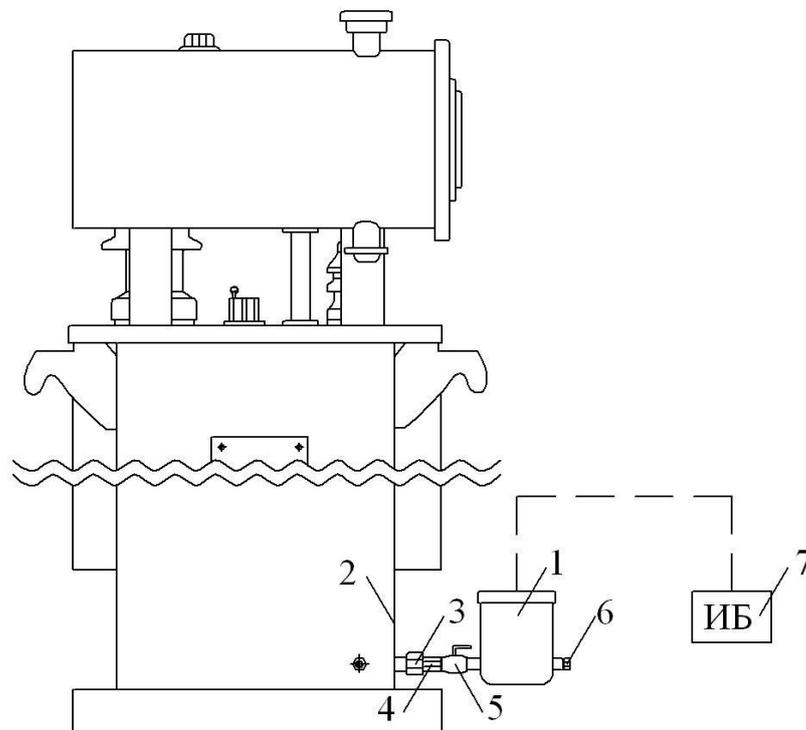


Рисунок 3.3 – Схема присоединения измерительной ячейки к силовому трансформатору: 1 – измерительная ячейка; 2 – бак трансформатора; 3 – сливной патрубок; 4 – переходник; 5 – кран; 6 – пробка; 7 – измерительный блок

Такая ячейка имеет простое конструктивное исполнение (приложение 1), размещается на сливном патрубке силового трансформатора и доступна для применения на любом трансформаторе напряжением 10/0,4 кВ (рисунок 3.4).

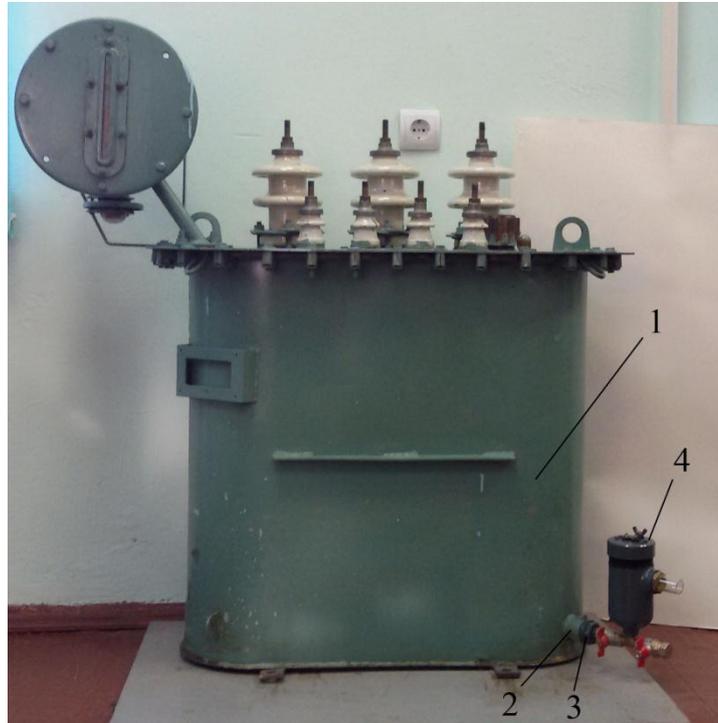


Рисунок 3.4 – Способ установки измерительной ячейки на трансформатор:  
 1 – силовой маслонаполненный трансформатор;  
 2 – сливной патрубок; 3 – переходник;  
 4 – измерительная ячейка

Ячейка непосредственно связана с маслом, находящимся в баке трансформатора. Электрические выводы на крышке ячейки служат для присоединения измерительных приборов, доставляемых электромонтерами на место размещения трансформатора.

Измерительная ячейка может иметь разнообразное конструктивное исполнение: в виде отрезка стальной трубы круглой или прямоугольной формы, в виде сферических конструкций и т.д. В любом случае должны быть предусмотрены 2 крана: один – для подключения к сливному патрубку, а второй – для слива масла. Во внутренней части расположен многопластинчатый конденсатор, ко-

торый имеет изолированные выводы для подключения измерительных приборов. Один из вариантов конструктивного исполнения измерительной ячейки представлен на рисунке 3.5.

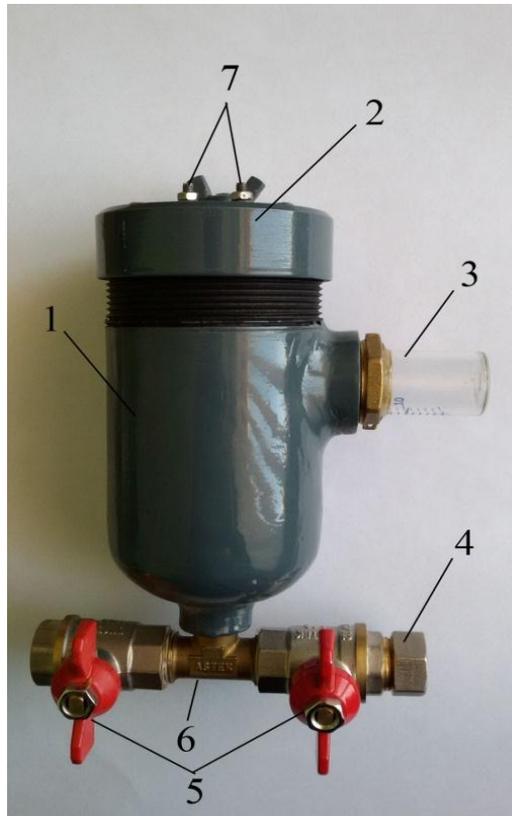


Рисунок 3.5 – Образец измерительной ячейки:

- 1 – корпус измерительной ячейки;  
 2 – крышка; 3 – колба для определения внешнего вида и цвета масла;  
 4 – заглушка; 5 – краны;  
 6 – тройник; 7 – выводы

Размеры измерительной ячейки зависят от количества и размеров пластин конденсатора (рисунок 3.6). Расстояние между пластинами принимается 1,5–2,0 мм, что обеспечивает полноценную их промывку. Главное требование – многопластинчатый конденсатор должен иметь электрическую емкость 250...300 пФ.

В основу расчета принято известное уравнение плоского многопластинчатого конденсатора [49]:

$$C = \varepsilon_0 \varepsilon_M \frac{S(n-1)}{d}, \quad (3.1)$$

где  $C$  – емкость измерительного конденсатора, Ф;

$\varepsilon_0$  – абсолютная диэлектрическая проницаемость ( $\varepsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12}$  Ф/м);

$\varepsilon_M$  – диэлектрическая проницаемость трансформаторного масла ( $\varepsilon_M = 2,2-2,4$ );

$S$  – площадь пластин, м<sup>2</sup>;

$n$  – количество пластин, шт.;

$d$  – расстояние между пластинами, м.

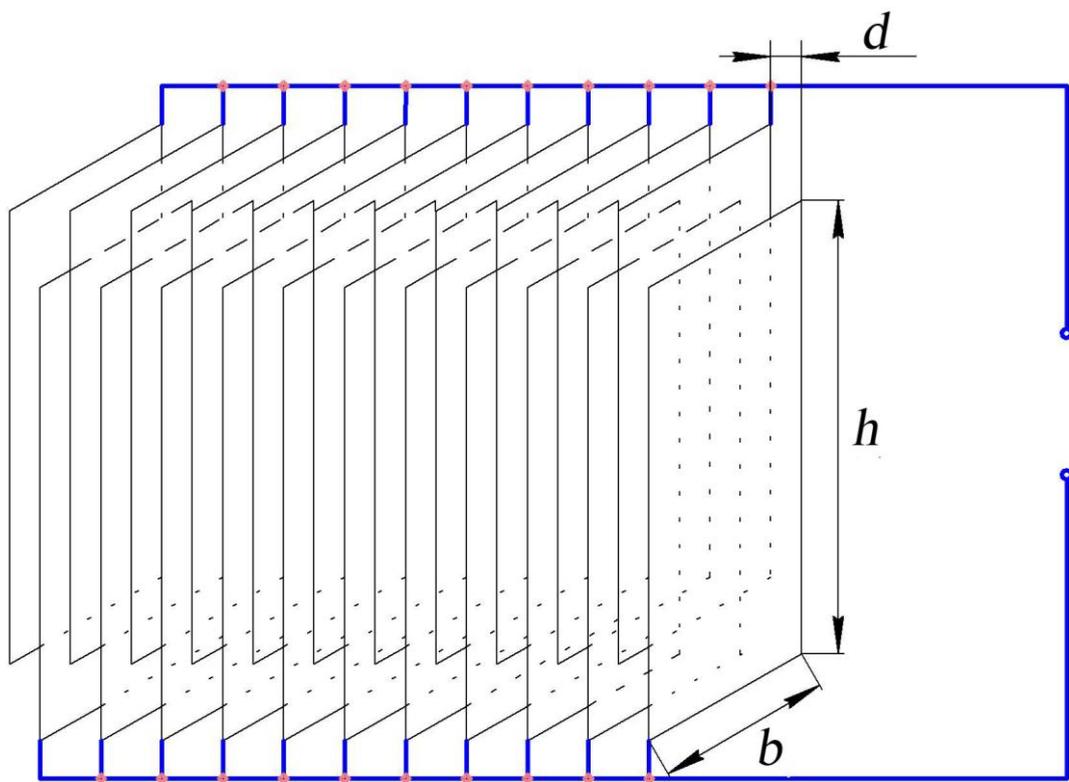


Рисунок 3.6 – Геометрические размеры многопластинчатого конденсатора

Отсюда находим необходимую площадь заданного количества пластин:

$$S = \frac{Cd}{\varepsilon_0 \varepsilon_M (n-1)}. \quad (3.2)$$

Таким образом, по приведенным требованиям и формулам эксплуатационный персонал изготавливает измерительную ячейку. Присоединение к сливному па-

трубку силового трансформатора осуществляется посредством переходника. Монтаж ячейки происходит непосредственно на месте размещения трансформатора.

### 3.4 Лабораторные исследования

#### 3.4.1 Экспериментальное исследование способа экспресс-диагностирования масла

Для проведения лабораторных испытаний в качестве измерительных ячеек были использованы стеклянные сосуды, в каждый из которых был помещен многопластинчатый конденсатор. При диагностировании использованы рабочая ячейка с испытуемым маслом и эталонная, в которую залито «сухое» масло. С помощью данных ячеек определяли: индекс влажности, удельное объемное сопротивление, прозрачность и внешний вид масла.

Схема представлена на рисунке 3.7.

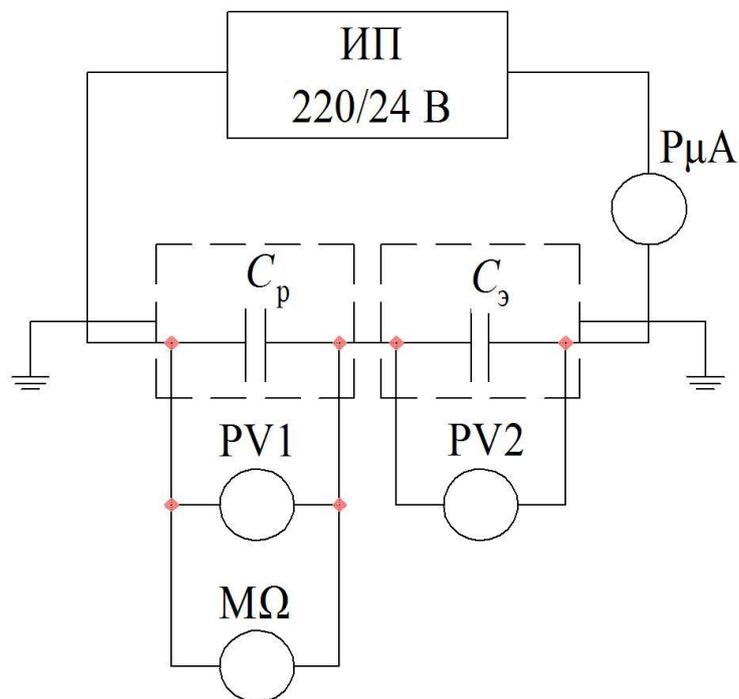


Рисунок 3.7 – Принципиальная схема лабораторной установки: ИП – источник питания;  $C_p$  – ячейка с рабочим маслом;  $C_s$  – ячейка с «сухим» маслом; PV – вольтметр;  $P_{\mu A}$  – микроамперметр;  $M\Omega$  – мегаомметр

**Описание схемы.**

При проведении эксперимента использованы следующие приборы:

1. Понижающий трансформатор ОСМ-0,16У3:

- мощность 0,016 кВ·А;
- частота 50 Гц;
- первичная обмотка – 220 или 380 В;
- вторичная обмотка – 5; 12; 14; 24; 29; 36; 42; 56; 110; 130; 220 или 260 В.

2. Мультиметр GDM 345А (2 шт.):

- пределы измерения переменного напряжения: 200 мВ; 2; 20; 200; 750 В;
- погрешность  $\pm (1,0 \% + 4 \text{ ед. счета})$ ;
- максимальное разрешение 0,1 мВ;
- полоса частот 50...500 Гц.

3. Электронный измеритель сопротивления Е6-24:

- диапазоны измерения сопротивления (таблица 3.1)
- испытательное напряжение: 500, 1000, 2500 В.

Таблица 3.1

Диапазоны измерения сопротивления	Пределы допустимой основной погрешности, %, не более
От 0,01 до 9,99 МОм	$\pm 3$
От 10,0 до 99,9 МОм	$\pm 3$
От 100 до 999 МОм	$\pm 3$
От 1 до 9,99 ГОм	$\pm 3$
От 10,0 до 99,9 ГОм	$\pm 5$
От 100 до 300 ГОм	$\pm 15$

4. Подстроечные многопластинчатые конденсаторы (2 шт.):

- емкость 20...250 пФ;
- зазор между пластинами 1,91 мм;
- количество пластин 37 шт.

5. Измеритель емкости АК ИП-6108 (таблица 3.2)

Таблица 3.2

Частота тест-сигнала	Предел измерения	Диапазон измерения	Погрешность измерения
1 кГц	4 нФ	400,0 пФ~3,9999 нФ	$\pm(0,35 \% + 3 \text{ ед. мл. разр.})$
	400 пФ	0,0 пФ~39,99 нФ	$\pm(1,25 \% + 5 \text{ ед. мл. разр.})$

В качестве источника питания схемы используют понижающий трансформатор (220/24 В). Параллельно источнику подключают два многопластинчатых конденсатора, соединенных последовательно (рисунок 3.8). Работоспособность схемы оценивают по показаниям микроамперметра.

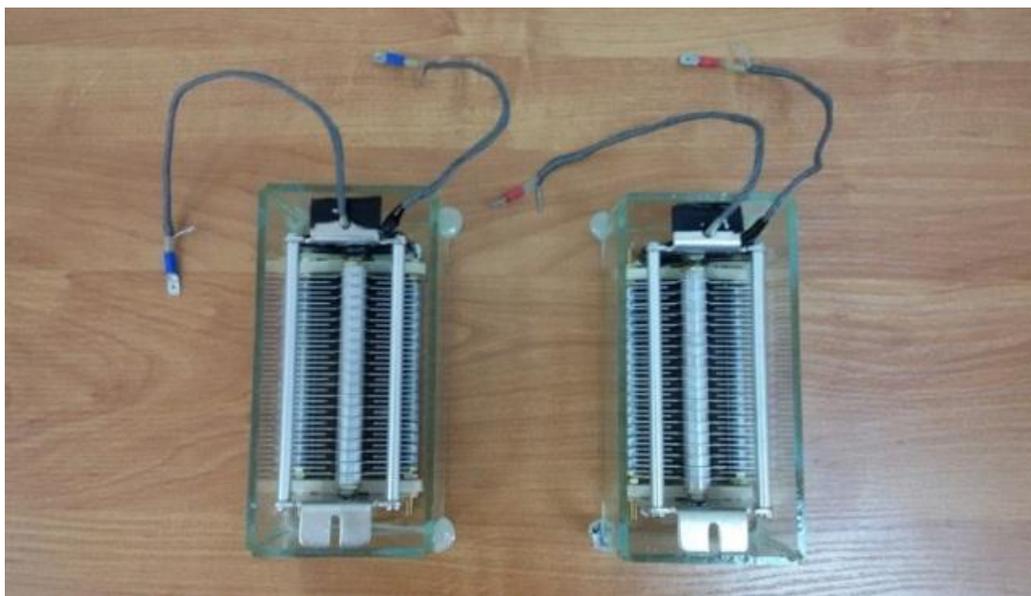


Рисунок 3.8 – Эталонный и рабочий конденсаторы  
для лабораторных исследований

### ***Методика измерения.***

Перед началом измерения схему уравнивают. Для этого поочередно к подстроечным конденсаторам подключают прибор, измеряющий емкость (АКИП-6108), с целью настройки их на одинаковую емкость. Затем собирают схему (в соответствии с рисунком 3.7) и подают напряжение. Если показания

электронных вольтметров PV1 и PV2 совпадут, то настройка выполнена верно, в противном случае проводят подстройку. Убедившись в точности настройки, отключают схему и начинают заполнять измерительные ячейки в соответствии с назначением: в ячейку  $C_p$  – заливают исследуемое, а в ячейку  $C_s$  – «сухое» масло. Заливать масло нужно медленно, чтобы не образовывались пузырьки воздуха, и на уровень выше конструкции конденсатора на 15–20 мм. Маслу дают отстояться в течение 3–5 мин для естественного удаления воздуха. Затем включают схему и через 60 с фиксируют показания электронных вольтметров PV1 и PV2. После этого выключают схему и рассчитывают индекс влажности масла согласно формуле:

$$\text{ИВ} = \frac{U_s}{U_p}.$$

В случае, если полученное значение ИВ составляет 1–1,005 о.е. – масло считается «сухим», т.е. имеет влагу менее 30 г/т; если  $\text{ИВ} > 1,005$  о.е. – влажным.

После расчета индекса влажности измеряют удельное объемное сопротивление масла. Для этого к выводам конденсатора с испытуемым маслом подключают мегаомметр так, как показано на рисунке 3.7. Выставляют испытательное напряжение (2500 В) и проводят измерения. Через 60 с фиксируют измеренное значение. Рассчитывают удельное объемное сопротивление по формуле (2.27), при этом полученное значение должно быть не менее 100 ГОм·м.

Затем устанавливают прозрачность масла. Для этого из стеклянной колбы с испытуемым маслом извлекают измерительный конденсатор, а колбу помещают в прибор для обнаружения взвешенного углерода. Подключают прибор к сети и оценивают качество масла по ранее приведенной методике.

В заключение визуально определяют внешний вид масла. Оно может быть мутным, с осадками и взвешенными частицами различных загрязнений.

Результаты лабораторных исследований приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты лабораторных исследований

№ пробы	Влажность $W$ , г/г	Измеренное напряжение, В		Индекс влажности ИВ, о.е.	Удельное объемное сопротивление $\rho_v$ , МОм·м	Прозрачность	Внешний вид
		$U_3$	$U_p$				
1	27,4	12,34	12,28	1,005	100 000	I	Норма
		12,33	12,27	1,005	100 000		
2	37,2	12,38	12,28	1,008	100 000	I	Норма
		12,39	12,30	1,007	80 000		
3	19,0	12,32	12,27	1,004	270 000	I	Норма
		12,32	12,27	1,004	250 000		
4	41,2	12,40	12,29	1,009	20 000	II	Мутн.
		12,40	12,29	1,009	20 000		
5	11,3	12,32	12,28	1,003	300 000	I	Норма
		12,33	12,29	1,003	300 000		
6	62,9	12,56	12,24	1,026	30	III	Мутн. Вз. частицы
		12,56	12,24	1,026	25		
7	38,6	12,41	12,31	1,008	60 000	II	Мутн.
		12,41	12,31	1,008	70 000		
8	52,5	12,52	12,31	1,017	250	II	Мутн.
		12,50	12,30	1,016	280		
9	57,9	12,54	12,27	1,022	100	III	Мутн. Вз. частицы
		12,54	12,28	1,021	80		
10	55,4	12,50	12,27	1,019	200	II	Мутн.
		12,51	12,28	1,019	250		
11	50,1	12,48	12,30	1,015	700	II	Мутн.
		12,48	12,30	1,015	650		
12	34,2	12,38	12,29	1,007	100 000	I	Норма
		12,37	12,30	1,006	100 000		

№ пробы	Влажность $W$ , г/т	Измеренное напряжение, В		Индекс влажности ИВ, о.е.	Удельное объемное сопротивление $\rho_v$ , МОм·м	Прозрачность	Внешний вид
		$U_3$	$U_p$				
13	48,6	12,44	12,28	1,013	1 000	III	Мутн. Вз. частицы
		12,44	12,28	1,013	1 000		
14	45,4	12,43	12,28	1,012	10 000	II	Мутн.
		12,43	12,29	1,011	10 000		
15	76,3	12,54	12,10	1,036	33	III	Мутн. Вз. частицы
		12,53	11,97	1,037	35		

По результатам таблицы 3.3 строят графические зависимости, изображенные на рисунке 3.9.

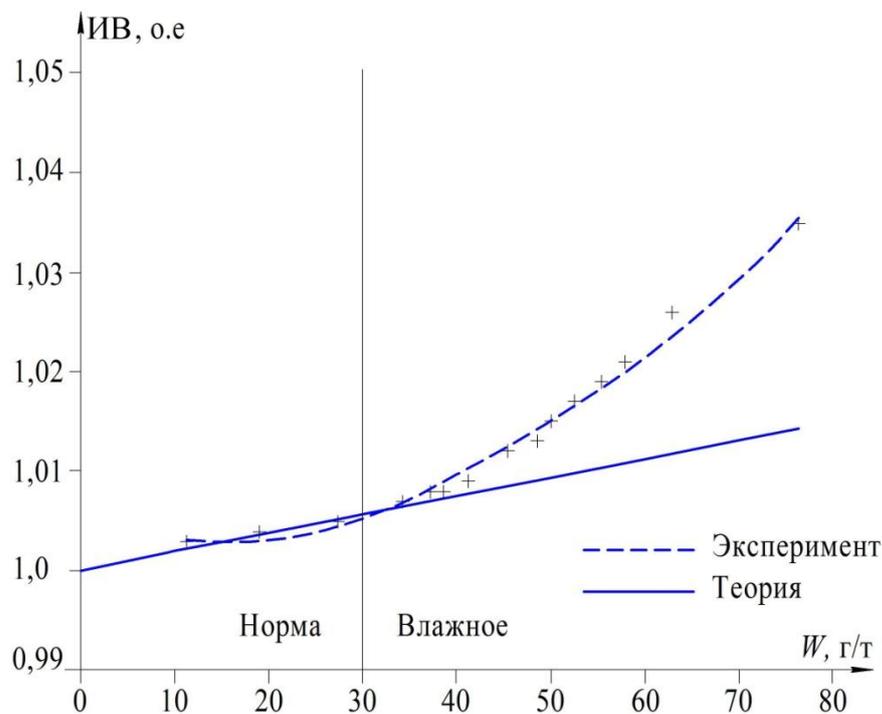


Рисунок 3.9 – Экспериментальная и теоретическая зависимости индекса влажности от абсолютной влажности

Согласно рисунку 3.9, максимальная погрешность изменения индекса влажности в диапазоне значений абсолютной влажности от 11 до 80 г/т не превышает 3 %.

### 3.4.2 Экспериментальное исследование влажности масла как интегрального параметра

Ранее было отмечено, что по результатам статистического анализа протоколов химической лаборатории Центрального ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Саратовские РС» установлено, что влажность является интегральным параметром качества масла. Поскольку обработанные протоколы касались проб масла из трансформаторов напряжением 35 и 110 кВ, были испытаны пробы масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

С этой целью из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ взяты 15 проб масла с различными значениями влажности (от 11 до 80 г/т). Испытания выполнены на экспериментальной установке (рисунки 3.1, 3.2) по приведенным методикам. Результаты представлены в таблице 3.4.

По результатам таблицы 3.4 построены графические зависимости, изображенные на рисунке 3.10.

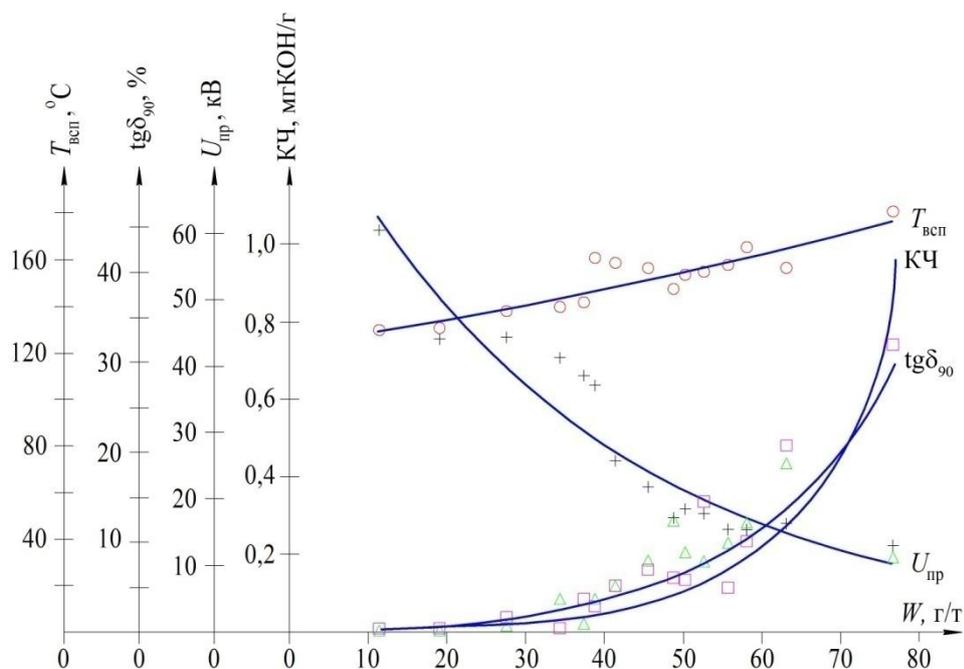


Рисунок 3.10 – Зависимость основных параметров масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ от его влажности

Таблица 3.4 – Результаты лабораторных испытаний проб масла, отобранных из трансформаторов напряжением 10/0,4кВ

№ пробы	Пробивное напряжение $U_{пр}$ , кВ							Тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta_{90}$ , %	Влажность $W$ , г/г	Температура вспышки $T_{всп}$ , °С	Кислотное число КЧ, мг КОН/г	Мех. примеси М, кл. чистоты
	$U_{пр1}$	$U_{пр2}$	$U_{пр3}$	$U_{пр4}$	$U_{пр5}$	$U_{пр6}$	$U_{прср}$					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	22,1	38,8	35,0	48,6	50,2	32,0	37,8	0,950	37,2	140	0,090	13
	45,8	44,0	55,2	30,1	30,8	29,7	39,3	0,970		144	0,084	
3	41,9	51,2	29,0	48,4	35,5	47,7	42,3	0,860	27,4	136	0,030	8
	44,8	38,6	49,4	51,5	54,6	40,7	46,6	0,720		140	0,046	
1	63,2	60,6	76,1	60,0	55,0	62,1	62,8	0,280	11,3	130	0,009	8
	56,1	60,3	56,5	62,7	60,3	54,0	58,3	0,280		130	0,008	
12	12,7	18,1	9,2	23,6	9,8	14,6	14,7	10,820	55,4	158	0,110	15
	16,8	15,2	18,9	18,0	15,4	12,2	16,1	9,010		158	0,120	
2	37,2	43,3	52,1	35,9	59,2	50,2	46,3	0,22	19,0	130	0,010	9
	40,3	60,2	49,3	37,5	40,2	25,3	42,1	0,27		132	0,008	
7	32,0	12,8	20,4	19,2	22,7	38,5	24,3	5,340	41,2	160	0,13	13
	27,9	22,8	23,0	32,0	38,6	20,1	27,4	5,000		158	0,11	

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4	55,0	52,4	42,0	44,6	32,1	30,2	42,7	3,580	34,2	140	0,009	10
	35,7	31,1	44,9	49,2	40,8	38,5	40,0	3,960		140	0,008	
14	16,6	14,9	13,3	19,3	12,3	20,1	16,1	19,360	62,9	160	0,480	17
	18,2	25,3	17,6	12,5	14,1	11,9	16,6	18,210		154	0,480	
13	9,8	18,4	16,0	15,9	17,3	15,0	15,4	12,260	57,9	166	0,230	> 17
	14,2	16,6	13,3	21,5	15,8	10,4	15,3	12,200		166	0,240	
11	12,3	18,6	17,4	26,5	24,1	10,2	18,2	8,290	52,5	152	0,350	14
	18,7	17,5	16,2	19,8	17,0	15,4	17,4	7,460		158	0,320	
8	27,5	15,2	17,4	34,5	15,8	14,2	20,8	8,050	45,4	154	0,140	14
	24,3	24,5	22,3	36,2	15,4	15,2	23,0	8,040		160	0,180	
10	27,8	25,7	24,2	15,8	12,3	12,1	19,7	9,550	50,1	152	0,120	15
	14,5	15,2	22,7	25,9	10,2	15,2	17,3	8,280		156	0,150	
9	20,3	10,4	15,8	22,3	17,3	9,4	15,9	12,930	48,6	150	0,120	17
	20,4	18,5	22,2	19,0	20,4	10,2	18,5	12,020		146	0,160	
6	52,0	25,2	39,0	30,0	36,4	42,1	37,5	3,780	38,6	160	0,055	15
	45,8	40,2	55,2	25,1	29,8	25,4	36,9	3,760		162	0,076	
15	13,3	8,5	17,3	10,1	17,3	14,3	13,5	8,490	76,3	180	0,720	> 17

Представленные результаты совпадают с данными испытаний проб масла из трансформаторов высокого класса напряжения (35 и 110 кВ). Таким образом, экспериментальная проверка подтверждает предположение о возможности использования влажности как интегрального параметра.

### **3.5 Методика экспресс-диагностирования масла**

Применение предложенного способа диагностирования масла на месте размещения трансформатора требует проведения подготовительных работ на участках РЭС. Электромонтеры службы, ответственной за эксплуатацию трансформаторов, получают необходимую документацию и изготавливают измерительные ячейки для диагностирования масла.

Полученные материалы содержат: конструкторскую документацию на изготовление ячейки; методику проведения испытаний; список трансформаторов, отслуживших нормативный срок службы; дату ввода их в эксплуатацию; сведения о техническом состоянии трансформаторов.

Затем электромонтеры производят комплектование измерительных приборов, подготовку и размещение эталонных ячеек в специальном футляре, приспособленном для перевозки на автомобиле.

На первом этапе реализации предложенного способа составляется график диагностирования. Он согласуется с существующим на предприятии графиком технической эксплуатации трансформатора. На втором этапе производится установка измерительной ячейки на трансформатор.

В соответствии с составленным графиком, электромонтеры выезжают к трансформатору и проводят экспресс-диагностирование масла. Эти работы выполняют в такой последовательности:

1. Проводят мероприятия по отключению трансформатора.
2. Записывают технические характеристики трансформатора.
3. Подготавливают необходимые приборы для измерения.
4. Собирают схему и измеряют индекс влажности (ИВ) с двукратной повторностью.

5. Измеряют удельное объемное сопротивление масла также с двукратной повторностью.
6. Сливают масло из измерительной ячейки в прозрачную емкость и устанавливают прозрачность масла.
7. Определяют внешний вид масла.
8. Разбирают схему и складывают все приборы.
9. Составляют протокол диагностирования.

### **3.6 Производственные испытания**

Цель производственных испытаний – подтверждение работоспособности измерительной ячейки и реализация предложенного способа экспресс-диагностирования масла на месте размещения трансформатора.

Производственные испытания были проведены в Питерских РЭС Саратовской области (рисунок 3.11), по результатам которых получен акт внедрения (приложения 2, 3).

Объект исследований – эксплуатационное масло из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, мощностью до 630 кВ·А, срок службы которых более 25 лет.

Диагностирование проводили двумя способами: типовым (в испытательной лаборатории) и разработанным (на месте размещения трансформатора). По результатам диагностирования составлены протоколы испытания (приложения 4–13).

В результате производственных испытаний было проверено масло из 5 трансформаторов, имеющих срок службы 25 лет. Нормативные значения ИВ масла четырех трансформаторов были повышены. Проведенным лабораторным анализом установлено, что качество масла из этих 4 трансформаторов не соответствует нормам.

Производственные испытания подтвердили работоспособность измерительной ячейки и достоверность полученных результатов измерения. Испытания позволили определить хронометраж времени и трудоемкость способа экспресс-диагностирования масла. Они показали, что монтаж измерительной ячейки можно осуществить непосредственно на месте размещения трансформатора силами эксплуатационной службы.

*а**б*

Рисунок 3.11 – Производственные испытания.

Вид трансформатора: *а* – спереди; *б* – сзади

Таким образом, разработанный способ экспресс-диагностирования масла полностью характеризует его качество. Устройство для реализации способа имеет простое конструктивное исполнение и может быть установлено на любой трансформатор напряжением 10/0,4 кВ.

### 3.7 Выводы

1. Разработана экспериментальная установка, которая позволила определить типовые параметры масла, предусмотренные объемом сокращенного анализа, а также исследуемые параметры – индекс влажности, удельное объемное сопротивление, прозрачность и внешний вид.

2. Лабораторные испытания показали, что пробы масла, отобранные из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, совпадают с результатами испытания масла

из трансформаторов высокого класса напряжения (35 и 110 кВ), что подтверждает выдвинутую гипотезу о влажности как интегральном параметре масла.

3. Изготовлен опытный образец измерительной ячейки. Рассчитаны конструктивные параметры многопластинчатых конденсаторов.

4. Экспериментальные исследования эталонного и рабочего конденсаторов подтвердили совпадение теоретических и экспериментальных результатов. Значения индекса влажности в диапазоне абсолютной влажности от 11,0 до 80 г/т, измеренные в лабораторных условиях, совпадают с расчетными. Относительная максимальная погрешность не превышает 3 %.

5. Составлена методика экспресс-диагностирования масла. Предлагаемый способ позволяет определить исследуемые параметры на месте размещения трансформатора без доставки проб масла в испытательную лабораторию. Приведена форма протокола реализации данного способа.

6. Производственные испытания подтвердили достоверность определения качества масла предложенным способом. Трудозатраты по сравнению с типовым способом сокращаются в среднем на 37,2 %, затраты времени – с 8,5 до 4,3 ч.

## **4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗРАБОТАННОГО СПОСОБА ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МАСЛА**

Для поддержания требуемой безотказности изношенной техники предусматривают щадящие режимы ее эксплуатации: снижение нагрузок, качественное и более частое обслуживание и другие меры.

По типовому способу для трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ предусмотрено диагностирование масла с периодичностью 1 раз в 4 года. Нами установлено, что для трансформаторов, срок службы которых превышает 25 лет, диагностирование масла следует проводить ежегодно.

Такая мера поддерживает бесперебойную работу трансформаторов на необходимом уровне, но требует в 4 раза больших затрат на диагностирование. Чтобы устранить этот недостаток, разработана измерительная ячейка, которую устанавливают на трансформатор. Она позволяет проводить экспресс-диагностирование масла на месте его размещения. Это исключает необходимость отбора проб масла и доставку их в лабораторию. Тем самым сокращаются трудовые и финансовые затраты на диагностирование масла.

### **4.1 Исходные данные**

Исходными данными для экономического расчета служит описание измерительной ячейки в подразделе 3.3. Кратко можно отметить, что она представляет собой отрезок стальной трубы, снабженной двумя кранами и переходником для присоединения к сливному патрубку трансформатора. Внутри ячейки размещается многопластинчатый конденсатор (рисунок 3.6), а также приспособления для оценки внешнего вида масла. На крышке ячейки имеются изолированные выводы для подключения измерительных приборов. Измерительную ячейку заполняют маслом и проводят диагностирование.

Периодичность диагностирования, как отмечалось, – ежегодная. Суть реализации разработанного способа состоит в следующем: бригада электромонтеров

выезжает на место размещения трансформатора и определяет 4 параметра масла (индекс влажности, удельное объемное сопротивление, прозрачность и внешний вид). При этом отбор проб масла и доставку их в испытательную лабораторию не производят.

Диагностирование масла проведено на месте размещения трансформаторов ТМ 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы. Среднее расстояние до испытательной лаборатории – 70 км.

Предлагаемый способ теоретически обоснован и экспериментально подтвержден. Поэтому необходимо проверить его экономическую эффективность. Для сопоставимости результатов принято, что типовой способ, как и предлагаемый, – применяется ежегодно. Экономическая эффективность рассчитана как разница между суммарными годовыми затратами на типовой и предлагаемый способы [40, 63, 83, 108, 111]:

$$\mathcal{E} = Z_1 - Z_2, \quad (4.1)$$

где  $Z_1$  – затраты на типовой способ, руб.;

$Z_2$  – затраты на предлагаемый способ, руб.

Каждая составляющая затрат определена по выражению:

$$Z = E_n K_\Sigma + \Sigma Z, \quad (4.2)$$

где  $E_n$  – нормативная эффективность капитальных вложений,  $E_n = 0,15$ ;

$K_\Sigma$  – суммарные капитальные затраты на материалы, изготовление и сборку измерительной ячейки, руб.;

$\Sigma Z$  – суммарные годовые затраты на диагностирование масла из одного трансформатора, руб.

Сравним типовой способ диагностирования, проведенный в сокращенном объеме, и предложенный. Состав и продолжительность операций в первом случае определены на основании наблюдений за работой электромонтеров и инженера-химика из химической лаборатории Центрального ПО филиала ПАО «МРСК Волги» – «Саратовские РС», а во втором – по результатам производственных испытаний. Результаты хронометража представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Хронометраж диагностирования масла типовым и предлагаемыми способами

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность диагностирования, мин	
		типовой способ	предлагаемый способ
1	Подготовительные работы	30	40
2	Переезд к трансформатору (туда и обратно)	220***	140
3	Подготовительные работы на месте	30	30
4	Отбор пробы	10	10
5	Подготовка пробы к транспортированию	20	–
6	Испытание масла в лаборатории:		
6.1	подготовка к испытанию	20*	–
6.2	измерение пробивного напряжения (СКАТ-М100)**	45*	–
6.3	определение тангенса угла диэлектрических потерь (ТАНГЕНС-3М)	50*	–
6.4	определение влажности (ВТМ МК)**	60*	–
7	Экспресс-диагностирование масла на месте размещения трансформатора:		
7.1	определение индекса влажности**	–	5
7.2	измерение удельного объемного сопротивления**	–	5
7.3	установление наличия взвешенного углерода**	–	7
7.4	определение внешнего вида	–	2
8	Обработка результатов диагностирования	20*	20
9	Утилизация масла	5*	–
Суммарные затраты времени, ч		8,5	4,3
Суммарные трудозатраты, чел.-ч		13,7	8,6

\* Операции выполняет 1 человек.

\*\* Испытания проводятся с двукратной повторностью.

\*\*\* Доставка пробы в испытательную лабораторию.

Полученные данные свидетельствуют о том, что трудозатраты на диагностирование масла из одного трансформатора предлагаемым способом сокращаются на 5,1 чел.-ч.

#### 4.2 Расчет затрат на диагностирование масла типовым способом

Затраты имеют следующие составляющие:

1. Стоимость транспортных расходов:

$$Z_{\text{тр}} = tZ_{\text{уд.тр}}, \quad (4.3)$$

где  $t$  – время, затрачиваемое на переезд (таблица 4.1), ч;

$Z_{\text{уд.тр}}$  – удельные транспортные затраты (500), руб./ч,

$$Z_{\text{тр}} = 3,7 \cdot 500 = 1850 \text{ руб.}$$

2. Годовые затраты на заработную плату

$$ЗП_{\text{т}} = n_1 z_{\text{и.х}} T_1' + n_2 z_{\text{эм}} T_1'', \quad (4.4)$$

где  $n_1$  и  $n_2$  – операции, выполняемые одним и двумя рабочими соответственно, чел.;

$z_{\text{и.х}}$  – часовая тарифная ставка инженера-химика 2-й категории (175), руб.;

$z_{\text{эм}}$  – часовая тарифная ставка электромонтера 6-го разряда (156), руб.;

$T_1'$  и  $T_1''$  – время, затраченное одним и двумя рабочими соответственно, ч (таблица 4.1),

$$ЗП_{\text{т}} = 1 \cdot 175 \cdot 3,3 + 2 \cdot 156 \cdot 5,2 = 577,5 + 1622,4 = 2200 \text{ руб.}$$

3. Дополнительные затраты на испытание масла в лаборатории (расходные материалы, амортизационные отчисления и т.п.) приняты 500 руб.

Таким образом, затраты на диагностирование масла типовым способом, согласно уравнению (4.2), составили:

$$Z_1 = 1850 + 2200 + 500 = 4550 \text{ руб.}$$

### 4.3 Определение затрат на изготовление измерительной ячейки

Суммарные капитальные вложения  $K_{\Sigma}$ , руб., – это затраты на приобретение материалов, изготовление деталей и дополнительные расходы на сборку ячейки.

Затраты в ценах 2015 г. на измерительную ячейку приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Затраты на материалы, изготовление и сборку измерительной ячейки

№ п/п	Наименование изделия	Кол-во, шт.	Цена, руб./шт.	Сумма, руб.
1	Труба стальная Ø 89 мм, длиной 200 мм.	1	300	300
2	Заглушка Ø 89 мм с резьбой	1	230	230
3	Заглушка Ø 89 мм без резьбы	1	40	40
4	Кран ½ "	2	150	300
5	Заглушка на кран ½ "	1	30	30
6	Тройник ½ "	1	100	100
7	Переходники:			
7.1	Ø20 мм	1	20	20
7.2	Ø28 мм	1	30	30
7.3	Ø32 мм	1	40	40
8	Конденсатор измерительный	2	400	800
9	Колба для эталонного конденсатора	1	50	50
10	Прибор для установления наличия взвешенного углерода	1	300	450
11	Затраты на изготовление			400
12	Затраты на сборочные работы			500
Всего				3290

Измерительные ячейки изготавливают для каждого трансформатора, а приборы для диагностирования масла используются из комплекта электромонтеров.

#### **4.4 Расчет затрат на диагностирование масла предлагаемым способом**

Затраты включают в себя следующие составляющие:

1. Стоимость транспортных расходов (уравнение (4.3)):

$$Z_{\text{тр}} = 2,3 \cdot 500 = 1150 \text{ руб.}$$

2. Годовые затраты на заработную плату:

$$ЗП_{\text{т}} = n_2 z_{\text{эм}} T_2; \quad (4.5)$$

$$ЗП_{\text{т}} = 2 \cdot 156 \cdot 4,3 = 1342 \text{ руб.}$$

3. Стоимость измерительной ячейки ( $K_{\Sigma}$ ) – 3290 руб. (таблица 4.2).

Затраты на диагностирование масла предлагаемым способом, согласно уравнению (4.2):

$$Z_2 = 0,15 \cdot 3290 + 1150 + 1342 = 2985,5 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект от экспресс-диагностирования масла из одного трансформатора составил:

$$\mathcal{E} = 4550 - 2985,5 = 1564,5 \text{ руб.}$$

В районных электрических сетях в эксплуатации находится в среднем 300 трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, из них с выработавшим сроком службы – 60 %, тогда ожидаемый годовой экономический эффект составит  $180 \cdot 1564,5 = 281610$  руб.

Для оценки эффективности предлагаемого способа определили срок окупаемости

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\Sigma}}{\text{Э}} = \frac{3290}{1564,5} = 2,1 \text{ года.} \quad (4.6)$$

Результаты основных экономических показателей сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Техничко-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Значения	
		типовой способ	предлагаемый способ
1	Характеристики трансформатора	ТМ 10/0,4	ТМ 10/0,4
2	Расстояние переезда, км	220	140
3	Стоимость измерительной ячейки, руб.	–	3290
4	Экономия трудозатрат, чел.-ч/год	–	5,1
5	Затраты на диагностирование, руб	4550	2985,5
6	Годовой экономический эффект от диагностирования масла из одного трансформатора, руб.	–	1564,5
7	Срок окупаемости, год	–	2,1

#### 4.5 Выводы

1. Определены необходимые технико-экономические показатели: затраты на изготовление измерительной ячейки, годовой экономический эффект и срок окупаемости.

2. Сравнение двух способов диагностирования масла показало, что использование разработанного способа снижает трудозатраты на 37,2 %, годовая экономия на диагностирование масла из одного трансформатора составляет 1564,5 руб. Разовые капиталовложения окупятся за 2,1 года.

## ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

В диссертационной работе решена важная техническая задача – обеспечение сохранения работоспособности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, отработавших нормативный срок службы, путем использования разработанного способа экспресс-диагностирования масла. Проведенные теоретические и экспериментальные исследования позволили сформулировать основные выводы:

1. Анализ системы электроснабжения сельского хозяйства Саратовской области показал, что около 60 % трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ отработали нормативный срок службы. Все они размещены на большой территории и в среднем удалены от центра технического обслуживания на 70 км и более, что затрудняет проведение профилактических мероприятий. В результате ежегодно около 10 % таких трансформаторов выходят из строя, что нарушает бесперебойность электроснабжения сельских потребителей.

2. Установлено, что около 50 % отказов связано с ухудшением состояния изоляции, вызываемым главным образом старением масла. Ключевым фактором старения служит появление в масле влаги. Увеличение ее на 0,01 % приводит к уменьшению пробивного напряжения в среднем на 10–20 кВ.

3. Графически доказано, что ежегодное диагностирование масла позволяет уменьшить число отказов трансформаторов, отработавших нормативный срок службы.

4. Статистический анализ 700 протоколов по испытанию проб масла из трансформаторов напряжением 35 и 110 кВ, выполненный в сокращенном объеме, позволил установить, что влажность масла связана с его основными параметрами: пробивным напряжением, диэлектрическими потерями, кислотным числом, температурой вспышки, т.е. является его интегральным диагностическим параметром.

5. Обоснован главный диагностический параметр – индекс влажности, определены его нормативные значения. Установлена аналитическая связь между

индексом влажности и абсолютной долей влаги в масле в диапазоне от 0 до 80 г/т. В качестве вспомогательных параметров предложены: удельное объемное сопротивление, прозрачность и внешний вид масла.

6. Совершенствование эксплуатации трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ состоит в переходе к диагностированию масла на месте их размещения с помощью измерительной ячейки (патент RU 127479). Разработана методика реализации предложенного способа диагностирования.

7. Экспериментально доказаны интегральные свойства влажности масла из трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ как главного диагностического параметра. Результаты лабораторных исследований подтвердили, что расчетные и экспериментальные данные, полученные при определении индекса влажности масла, совпадают с его абсолютной влажностью. Относительная максимальная погрешность ИВ в диапазоне значений абсолютной влажности от 11 до 80 г/т не превышает 3 %.

8. Производственные испытания доказали возможность диагностирования масла с помощью предложенной измерительной ячейки. Приведена форма протокола реализации разработанного способа экспресс-диагностирования масла.

9. Экономическая эффективность разработанного способа экспресс-диагностирования масла достигается снижением трудовых и финансовых затрат. Годовой экономический эффект от его реализации в рамках одних РЭС составил 281610 руб. Срок окупаемости разовых капиталовложений – 2,1 года.

В дальнейшем необходимо продолжить работу по повышению эффективности и совершенствованию разработанного измерительного оборудования, используемого для диагностирования масла, и объединению его в единый измерительный комплекс, а также созданию портативного варианта. При разработке технических средств контроля масла целесообразно использовать систему автоматического дистанционного контроля. Очевидно, что данные задачи следует решать для получения оптимального конечного результата и максимальной экономии средств.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. *Адлер, Ю. П.* Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. – М. : Наука, 1976. – 283 с.
2. *Алексеев, Б. А.* Контроль влажности изоляции силовых трансформаторов. Использование поляризационных явлений / Б. А. Алексеев // Электрические станции. – 2004. – № 2. – С. 57–63.
3. *Алексеев, Б. А.* Обследование состояния силовых трансформаторов / Б. А. Алексеев // Электрические станции. – 2003. – № 5. – С. 74–80.
4. *Алексеев, Б. А.* Продление срока службы изоляции силовых трансформаторов / Б. А. Алексеев // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая пром-ть. – 2004. – № 3. – С. 25–29.
5. *Андриевский, Е. Н.* Эксплуатация электроустановок в сельском хозяйстве / Е. Н. Андриевский. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 134 с.
6. *Аптов, И. С.* Уход за изоляционным маслом / И. С. Аптов, М. В. Хомяков. – М. ; Л. : Энергия, 1966. – 114 с.
7. *Аракелян, В. Г.* Диагностика состояния изоляции маслонаполненного электрооборудования по влагосодержанию масла / В. Г. Аракелян // Электротехника. – 2004. – № 3. – С. 34–39.
8. *Базуткин, В. В.* Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В. В. Базуткин, В. П. Ларионов, Ю. С. Пинталь ; под общ. ред. В. П. Ларионова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.
9. *Беляков, И. Г.* Контроль состояния изоляции трансформатора по ее диэлектрической характеристике / И. Г. Беляков, Р. С. Ахметшин, Л. М. Рыбаков // Промышленная энергетика. – 1986. – № 10. – С. 42–45.
10. *Берлинер, М. А.* Измерение влажности / М. А. Берлинер. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1973. – 400 с.

11. *Берлинер, М. А.* Электрические методы и приборы для измерения и регулирования влажности / М. А. Берлинер. – М. ; Л. : Госэнергоиздат, 1960. – 310 с.
12. *Бессонов, Л. А.* Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле : учебник для вузов / Л. А. Бессонов. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1986. – 263 с.
13. *Богородицкий, Н. П.* Электротехнические материалы / Н. П. Богородицкий, В. В. Пасынков, Б. М. Тареев. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 304 с.
14. *Боднар, В. В.* Нагрузочная способность силовых масляных трансформаторов / В. В. Боднар. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 177 с.
15. *Брай, И. В.* Регенерация трансформаторных масел / И. В. Брай. – М. : Химия, 1972. – 168 с.
16. *Браун, В.* Диэлектрики / В. Браун ; пер. с англ. А. Н. Губкина ; под ред. В. А. Чуенкова. – М., 1961. – 326 с.
17. *Будзко, И. А.* Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Т. Б. Лещинская, В. И. Сукманов. – М. : Колос, 2000. – 536 с.
18. *Быстрицкий, Г. Ф.* Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. – М. : Академия, 2003. – 176 с.
19. *Ванин, Б. В.* Оценка влагосодержания изоляции обмоток силовых трансформаторов по диэлектрическим характеристикам / Б. В. Ванин, Ю. Н. Львов, М. Ю. Львов // Электрические станции. – 2004. – № 9. – С. 61–63.
20. *Виленкин, С. Я.* Статистическая обработка результатов исследований случайных функций / С. Я. Виленкин. – М. : Энергия, 1979. – 320 с.
21. *Высогорец, С. П.* Оценка качества эксплуатационных масел силовых трансформаторов напряжением 35–110 кВ / С. П. Высогорец, А. П. Васильев // Науч.-техн. ведомости СПбГПУ. – 2013. – № 166. – С. 84–92.
22. *Гвоздев, В. С.* Обводнение турбинного масла и средства контроля и защиты его от влаги на турбогенераторах ТЭС : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.14 / Гвоздев Виктор Сергеевич. – Новочеркасск, 2003. – 156 с.

23. *Гиниатуллин, Р. А.* Эффективность использования диагностируемых параметров трансформаторного масла / Р. А. Гиниатуллин, В. К. Козлов // Известия вузов. – 2009. – № 1–2. – С. 135–139. – (Серия «Проблемы энергетики»).
24. *Голоднов, Ю. М.* Контроль за состоянием трансформаторов / Ю. М. Голоднов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 88 с.
25. ГОСТ 7822–75. Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды. – М. : Изд-во стандартов, 1986. – 6 с.
26. ГОСТ 6581–75. Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний. – М. : Стандартиформ, 2008. – 17 с.
27. ГОСТ 5985–79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа. – М. : Стандартиформ, 2009. – 7 с.
28. ГОСТ 6356–75. Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле. – М. : Стандартиформ, 2006. – 5 с.
29. ГОСТ 2517–2012. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М. : Стандартиформ, 2014. – 32 с.
30. ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения. – М. : Стандартиформ, 2009. – 11 с.
31. ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М. : Стандартиформ, 1985. – 38 с.
32. ГОСТ 17216–71. Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей. – М. : Стандартиформ, 2008. – 11 с.
33. *Готтер, Г.* Нагревание и охлаждение электрических машин : пер. с нем. / Г. Готтер. – М. ; Л. : Госэнергоиздат, 1961. – 264 с.
34. *Давиденко, И. В.* Системы диагностирования высоковольтного маслонаполненного силового электрооборудования: учеб. пособие / И. В. Давиденко, В. Н. Осотов ; ГОУ ВПО УГТУ – УПИ. – Екатеринбург, 2003. – 117 с.
35. *Дайнеко, В. А.* Электрооборудование сельскохозяйственных предприятий / В. А. Дайнеко, А. И. Ковалинский. – Минск : Новое знание, 2008. – 320 с.
36. *Дорофейчик, А. Н.* Влияние диэлектрических потерь трансформаторного масла на сопротивление изоляции обмоток силовых трансформаторов / А. Н. Дорофейчик // Энергетик. – 1967. – № 2. – С. 23–25.

37. *Ерошенко, Г. П.* Диагностические признаки трансформаторного масла / Г. П. Ерошенко, В. А. Трушкин, С. В. Шлюпиков // Интеграция науки и производства – стратегия устойчивого развития АПК России в ВТО : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 70-летию Победы в Сталинградской битве. – 2013. – Т. 2. – С. 275–277.
38. *Ерошенко, Г. П.* Особенности эксплуатации электрооборудования с отработавшим нормативным ресурсом / Г. П. Ерошенко, С. В. Шлюпиков // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2015. – № 1. – С. 27–28.
39. *Ерошенко, Г. П.* Решение инженерных задач в условиях неопределенности : учеб. пособие / Г. П. Ерошенко, Ю. И. Березнев ; ФГОУ ВПО «Саратовский ГАУ». – Саратов, 2004. – 160 с.
40. *Ерошенко, Г. П.* Эксплуатация энергооборудования сельскохозяйственных предприятий / Г. П. Ерошенко, Ю. А. Медведько, М. А. Таранов. – Ростов-н/Д. : ООО «Терра» : НПК «Гефест», 2001. – 592 с.
41. *Ершова, Ю. В.* Оценка технического состояния силовых трансформаторов путем анализа трансформаторного масла / Ю. В. Ершова, А. А. Наумова, В. И. Капаев // Наука и современность. – 2010. – № 3–2. – С. 131–135.
42. *Иванов, В. С.* Вопросы испытания и эксплуатации трансформаторных масел / В. С. Иванов. – М., 1962. – 116 с.
43. *Идрис, И.* Дефекты силовых трансформаторов / И. Идрис, Н. С. Жексембиева // Актуальные проблемы энергетики АПК : материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Саратов, 2010. – С. 158–165.
44. *Казарновский, Д. М.* Радиотехнические материалы / Д. М. Казарновский, С. А. Яманов. – М. : Высш. шк., 1972. – 312 с.
45. *Калявин, В. П.* Надежность и диагностика элементов электроустановок / В. П. Калявин, Л. М. Рыбаков. – СПб. : Элмор, 2009. – 336 с.
46. *Киреева, Э. А.* Диагностика силовых трансформаторов / Э. А. Киреева // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2008. – № 9. – С. 59–64.
47. *Клюев, В. В.* Технические средства диагностирования / В. В. Клюев, П. П. Пархоменко. – М. : Машиностроение, 1989. – 672 с.

48. *Колушев, Д. Н.* Влияние коллоидно-дисперсных процессов на диэлектрические характеристики трансформаторного масла и их непрерывный контроль и диагностика / Д. Н. Колушев, А. В. Широков, И. Л. Ротберг // Энергетик. – 2009. – № 10. – С. 31–34.

49. Конструкционные и электротехнические материалы / В. Н. Бородулин [и др.] ; под ред. В. А. Филикова. – М. : Высш. шк., 1990. – 296 с.

50. *Короткевич, М. А.* Основы эксплуатации электрических сетей / М. А. Короткевич. – Минск : Вышэйш. шк., 1999. – 269 с.

51. *Крешков, А. П.* Основы аналитической химии. Физико-химические (инструментальные) методы анализа / А. П. Крешков. – М. : Химия, 1970. – 472 с.

52. *Липштейн, Р. А.* Влияние температуры на срок службы и направление реакции окисления трансформаторных масел / Р. А. Липштейн, С. С. Кузнецова, Н. А. Карпухина // Электрические станции. – 1989. – № 1. – С. 72–75.

53. *Липштейн, Р. А.* Трансформаторное масло / Р. А. Липштейн, М. И. Шахнович. – М. : Энергия, 1968. – 352 с.

54. *Ляликов, Ю. С.* Физико-химические методы анализа / Ю. С. Ляликов. – 5-е изд., доп. и перераб. – М. : Химия, 1974. – 536 с.

55. *Мадеев, А. А.* Определение влажности жидких диэлектриков / А. А. Мадеев, Г. П. Ерошенко, С. В. Шлюпиков // Вестник Саратовского госагроуниверситета им. Н. И. Вавилова. – 2013. – № 8. – С. 57–59.

56. *Макарова, Н. Л.* Анализ методов диагностирования внешней изоляции РЭСхН-10 кВ и силовых трансформаторов и их сравнительная характеристика / Н. Л. Макарова // Студенческая наука и XXI век : материалы науч.-практ. конф. – Йошкар-Ола, 2006. – С. 27–30.

57. *Макарова, Н. Л.* Анализ отказов силовых трансформаторов 10/0,4 кВ / Н. Л. Макарова // Актуальные решения современной науки : сб. науч. работ аспирантов / Мар. гос. ун-т. – Йошкар-Ола, 2010. – Т. 1. – С. 150–155.

58. *Макарова, Н. Л.* Особенности эксплуатации сельских распределительных сетей 10 кВ / Н. Л. Макарова // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2006. – № 2. – С. 16–18.

59. *Мандрусов, В. В.* Надежность эксплуатации маслonaполненных трансформаторов / В. В. Мандрусов // Главный энергетик. – 2013. – № 10. – С. 49–51.
60. *Маневич, Л. О.* Обработка трансформаторного масла / Л. О. Маневич. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 104 с.
61. *Маслов, В. В.* Влагостойкость электрической изоляции / В. В. Маслов. – М. : Энергия, 1973. – 208 с.
62. *Мельников, С. В.* Планирование эксперимента в исследованиях сельскохозяйственных процессов / С. В. Мельников, В. Р. Алешкин, П. М. Рощин. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Колос. Ленингр. отд-ние, 1980. – 168 с.
63. Методические рекомендации по экономической оценке ущербов, наносимых сельскохозяйственному производству отказами электрооборудования / разраб. Ю. С. Борисов [и др.] ; ВАСХНИЛ, ВНИИ электрификации сельского хоз-ва. – М., 1987. – 67 с.
64. Методы и средства оценки состояния маслonaполненного оборудования / А. Е. Монастырский [и др.] // СПб. : Изд-во ПЭИПК, 1995. – 71 с.
65. *Митрофанов, Г. А.* Диагностика трансформаторного масла при эксплуатации сельских электроустановок : автореф. дис. ... канд. техн. наук / Митрофанов Георгий Алексеевич. – Челябинск, 1990. – 24 с.
66. *Могузов, В. Ф.* Обслуживание силовых трансформаторов / В. Ф. Могузов. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 192 с.
67. Модернизация сельских электрических сетей Поволжья : монография / Г. П. Ерошенко [и др.]. ; ВолгГТУ. – Волгоград, 2003. – 63 с.
68. *Новикова, С. Ю.* Физика диэлектриков / С. Ю. Новикова. – Электронное издание. – М., 2007. – 81 с. – Режим доступа : <http://ctl.mpei.ru/pubs/phd/phd.pdf>.
69. *Новицкий, П. В.* Оценка погрешностей результатов измерений / П. В. Новицкий, И. А. Зограф. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат, 1991. – 304 с.
70. Объем и нормы испытаний электрооборудования / под общ. ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамиконянца. – 6-е изд., с изм. и доп. – М. : ЭНАС, 2011. – 256 с.

71. *Овчаров, В. В.* Эксплуатационные режимы работы и непрерывная диагностика электрических машин в сельскохозяйственном производстве / В. В. Овчаров. – Киев : Изд-во УСХА, 1990. – 168 с.

72. О необходимости единой системы физико-химической диагностики изоляции оборудования трансформаторных подстанций / В. В. Бузаев [и др.] // Энергетик. – 2004. – № 11. – С. 9–12.

73. Основы аналитической химии. В 2 кн. Кн. 2 : Методы химического анализа : учебник для вузов / Ю. А. Золотов [и др.] ; под. ред. Ю. А. Золотова. – М. : Высш. шк., 1996. – 461 с.

74. Оценка и прогнозирование состояния главной изоляционной системы силовых трансформаторов / В. И. Пантелеев [и др.] // Электрика. – 2006. – № 8. – С. 38–42.

75. Пат. на полезную модель 127479 Российская Федерация, МПК G 01R 27/00 (2006.01). Устройство контроля качества масла / Ерошенко Г. П., Трушкин В. А., Шлюпиков С. В.; патентообладатель ФГОУ ВПО «Саратовский ГАУ». – № 2012133106/28 ; заявл. 01.08.2012 ; опубл. 27.04.2013, Бюл. № 12. – 6 с.

76. *Петрова, М. Б.* Качество сельского электроснабжения: комплексный подход / М. Б. Петрова ; Вологодский ГТИ. – Вологда, 1999. – 72 с.

77. *Поляков, И. Н.* Комплекс технических средств непрерывного контроля электроизоляционных показателей трансформаторного масла : автореф. дис. ... канд. техн. наук / Поляков Игорь Натанович. – Казань, 2002. – 24 с.

78. *Попов, Г. В.* Вопросы диагностики силовых трансформаторов : монография / Г. В. Попов ; ФГБОУ ВПО «Ивановский ГТУ». – Иваново, 2012. – 176 с.

79. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М. : НЦ ЭНАС, 2007. – 304 с.

80. Производственный потенциал [Электронный ресурс] / ПАО Межрегиональная распределительная сетевая компания Волги». – Режим доступа : [http://www.mrsk-volgi.ru/ru/osnovnie\\_pokazateli\\_deyatelnosti/proizvodstvennie\\_pokazateli/proizvodstvenniy\\_potentsial/](http://www.mrsk-volgi.ru/ru/osnovnie_pokazateli_deyatelnosti/proizvodstvennie_pokazateli/proizvodstvenniy_potentsial/).

81. *Пястолов, А. А.* Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования / А. А. Пястолов, А. А. Мешков, А. П. Вахрамеев. – М. : Колос, 1981. – 270 с.
82. *Пястолов, А. А.* Эксплуатация электрооборудования / А. А. Пястолов, Г. П. Ерошенко. – М. : Агропромиздат, 1990. – 287 с.
83. Расчеты экономической эффективности новой техники : справочник / под общ. ред. К. М. Великанова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Машиностроение, 1990. – 448 с.
84. РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. – М. : Технорматив, 2007. – 51 с.
85. *Румер, Ю. Б.* Термодинамика, статическая физика и кинетика / Ю. Б. Румер, М. Ш. Рывкин. – Новосибирск : Изд-во Новосиб. ун-та, 2000. – 608 с.
86. *Рыбаков, Л. М.* Периодичность диагностирования силовых трансформаторов / Л. М. Рыбаков // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2003. – № 3. – С. 20–22.
87. *Сви, П. М.* Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П. М. Сви. – М. : Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
88. *Семенов, Д. А.* Повышение эксплуатационной надежности распределительных трансформаторов / Д. А. Семенов // Вестник НГИЭИ. – 2011. – № 3 (4), т. 2. – С. 114–121.
89. Силовые трансформаторы : справочная книга / под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. – М. : Энергоиздат, 2004. – 616 с.
90. *Спиридонов, А. А.* Планирование эксперимента при исследовании технологических процессов / А. А. Спиридонов. – М. : Машиностроение, 1981. – 184 с.
91. Старение целлюлозной изоляции обмоток силовых трансформаторов в процессе эксплуатации / М. Ю. Львов [и др.] // Электрические станции. – 2004. – № 10. – С. 26–29.
92. *Стрельников, М. Ю.* Система контроля тангенса угла диэлектрических потерь жидкой изоляции в составе маслонаполненного трансформатора : автореф. дис. ... канд. техн. наук / Стрельников Михаил Юрьевич. – Казань, 2001. – 24 с.

93. *Сырых, Н. Н.* Техническое обслуживание электрооборудования в сельскохозяйственном производстве / Н. Н. Сырых, С. А. Калмыков. – М. : Росагропромиздат, 1992. – 276 с.
94. *Сырых, Н. Н.* Эксплуатация сельских электроустановок / Н. Н. Сырых. – М. : Агропромиздат, 1986. – 240 с.
95. *Тамм, И. Е.* Основы теории электричества / И. Е. Тамм. – М. : Физматлит, 2003. – 616 с.
96. Теория диэлектриков / Н. П. Богородицкий [и др.]. – М. ; Л. : Энергия, 1965. – 344 с.
97. Теория прогнозирования и принятия решений : учеб. пособие / под ред. С. А. Саркисяна. – М. : Высш. шк., 1977. – 351 с.
98. Титрование по методу К. Фишера [электронный ресурс]. – Режим доступа : [www.alsi.ua/index.php?page=menu3\\_3\\_2](http://www.alsi.ua/index.php?page=menu3_3_2).
99. *Тихонов, А. В.* Анализ отказов силовых трансформаторов 10/0,4 кВ / А. В. Тихонов, П. В. Тихонов // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2006. – № 2. – С. 18–20.
100. Трансформаторное масло ВГ [электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://www.energomas.ru/transformer\\_oil\\_vg.html](http://www.energomas.ru/transformer_oil_vg.html).
101. Трансформаторное масло ГК [электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://www.energomas.ru/transformer\\_oil\\_gk.html](http://www.energomas.ru/transformer_oil_gk.html).
102. *Трушкин, В. А.* Необходимость повышения эксплуатационной надежности трансформаторных подстанций / В. А. Трушкин, С. В. Шлюпиков, С. А. Кифарак // Актуальные проблемы энергетики АПК : материалы VI Междунар. науч.-практ. конф. / под ред. В. А. Трушкина. – Саратов, 2015. – С. 295–297.
103. *Трушкин, В. А.* Связь электрической прочности с влажностью и взвешенными частицами в трансформаторном масле / В. А. Трушкин, С. В. Шлюпиков // Актуальные проблемы энергетики АПК : материалы V Междунар. науч.-практ. конф. / под ред. В. А. Трушкина. – Саратов, 2014. – С. 313–316.
104. *Трушкин, В. А.* Факторы, влияющие на старение трансформаторного масла / В. А. Трушкин, С. В. Шлюпиков // Актуальные проблемы энергетики

АПК : материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. / под ред. А. В. Павлова. – Саратов, 2013. – С. 320–322.

105. *Федосенко, Р. Я.* Эксплуатационная надежность электросетей сельскохозяйственного назначения / Р. Я. Федосенко, А. Я. Мельников. – М. : Энергия, 1977. – 320 с.

106. Физические величины : справочник / А. П. Бабичев [и др.] ; под ред. И. С. Григорьева, Е. З. Мейлихова. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.

107. *Хиппель, А. Р.* Диэлектрики и их применение / А. Р. Хиппель. – М. ; Л. : Госэнергоиздат, 1959. – 336 с.

108. *Хорольский, В. Я.* Техничко-экономическое обоснование дипломных проектов / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов, Д. В. Петров. – Ростов н/Д. : Терра, 2004. – 168 с.

109. *Цырук, С. А.* Повышение эксплуатационной надежности силовых трансформаторов, отработавших нормативный срок службы / С. А. Цырук, Э. А. Киреева // Промышленная энергетика. – 2008. – № 3. – С. 11–16.

110. *Школьник, А. А.* Об увлажнении изоляции трансформаторов I, II габаритов / А. А. Школьник // Энергетик. – 1990. – № 9. – С. 21–24.

111. Экономическое обоснование организационно-технических мероприятий в курсовых и дипломных проектах / С. В. Оськин [и др.] ; КГАУ. – Краснодар, 2008. – 112 с.

112. Эксплуатация силовых трансформаторов при достижении предельно допустимых показателей износа изоляции обмоток / Б. В. Ванин [и др.] // Электрические станции. – 2004. – № 2. – С. 63–65.

113. Экспресс-метод контроля состояния жидкой изоляции силовых электроаппаратов / Г. А. Митрофанов [и др.] // Известия вузов. – 2000. – № 11–12. – С. 32–35. – (Серия «Проблемы энергетики»).

114. Электрические измерения неэлектрических величин / под общ. ред. П. В. Новицкого. – 5-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергия, 1975. – 576 с.

115. *Эмме, Ф.* Диэлектрические измерения : пер. с нем. / Ф. Эмме ; под ред. И. И. Заславского – М. : Химия, 1967. – 223 с.

116. *Эпштейн, С. Л.* Измерение характеристик конденсаторов / С. Л. Эпштейн. – М. : Энергия, 1965. – 93 с.
117. *Ящура, А. И.* Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования : справочник / А. И. Ящура. – М. : НЦ ЭНАС, 2008. – 504 с.
118. Ageing of mineral oils-a diagnostic study / P. R. Krishnamoorthy [et al.] // Properties and Applications of Dielectric Materials, Proceedings of the 3-rd International Conference. – 1991. – Vol. 1. – S. 59–62.
119. Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3 : effects of oxygen and water on ageing in oil / A. M. Emsley [et al.] // IEE Proceedings-Science, Measurement and Technology. – 2000. – №. 3. – S. 147.
120. Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems / Y. Du [et al.] // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 1999. – №. 1, vol. 15. – S. 11–20.
121. *Oomen, T. V.* Cellulose Insulation Materials Evaluated by Degree of Polymerization Measurements / T. V. Oomen, L. N. Arnold // IEEE Proc. 15-th Electrical / Electronics Insul. Conf. EIC. – Chicago, USA, 1981. – S. 257–261.
122. The influence of moisture on the dielectric strength and aging of oil-paper insulation / V. Jaakkola [et al.] // Nordiskt Symposium om Elektriska Isoleringar: NORD-IS 86, Trondheim, Norway, 1986. – S. 10–81.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 127479

## УСТРОЙСТВО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА МАСЛА

Патентообладатель(ли): *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Саратовский государственный аграрный университет имени Н.И. Вавилова" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2012133106

Приоритет полезной модели 01 августа 2012 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных моделей Российской Федерации 27 апреля 2013 г.

Срок действия патента истекает 01 августа 2022 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



УТВЕРЖДАЮ

Ректор ФГБОУ ВО Саратовский ГАУ

Н.И. Кузнецов

«18» августа 2015г.



УТВЕРЖДАЮ

Начальник Питерского РЭС

И.В. Третьяков

«15» августа 2015г.

### АКТ ВНЕДРЕНИЯ

#### научно – исследовательской работы

Мы, нижеподписавшиеся: представители Саратовского государственного аграрного университета им. Н.И. Вавилова Трушкин В.А., Шлюпиков С.В. с одной стороны и представители Питерского РЭС Питерского района Саратовской области Третьяков И.В., Орлов В.А., с другой стороны, составили настоящий акт о том, что с 10 по 15 августа 2015 г. сотрудниками Саратовского ГАУ внедрена в Питерских РЭС научно-исследовательская разработка «Измерительная ячейка для экспресс-диагностирования трансформаторного масла».

В процессе внедрения выполнены следующие работы:

1. Испытания экспериментального образца измерительной ячейки для экспресс-диагностирования трансформаторного масла.

Производственные испытания проводились на действующих КТП 10/0,4 с силовыми трансформаторами ТМ 10/0,4.

2. Подготовлена испытательная установка, состоящая из измерительной ячейки (патент РФ на полезную модель №127479) и измерительного комплекса (приложение 1).

3. Проведено диагностирование трансформаторного масла по следующим параметрам: индекс влажности; удельное объемное сопротивление; наличие взвешенного углерода; внешний вид. Результаты испытаний сведены в протоколы диагностирования (приложение 1).

**Заключение.** Производственные испытания подтвердили работоспособность измерительной ячейки. Значения полученных в результате испытания диагностических параметров соответствуют теоретическим расчетам.

Предлагаемая измерительная ячейка, в составе измерительного комплекса, рекомендуется конструкторским бюро и заводам-изготовителям.

**Представители ФГБОУ ВО  
Саратовский ГАУ**

\_\_\_\_\_  
В.А. Трушкин

\_\_\_\_\_  
С.В. Шлюпиков

**Представители производства**

\_\_\_\_\_  
И.В. Третьяков

**Волгоградский филиал  
Питерский РЭС**  
ГАО "Межрегиональная распределительная сетевая компания Приволжского производственного отделения"  
филиала ГАО "МРСК Волга"  
"Саратовские распределительные сети"  
с. Питерка, ул. Колхозная, 13 тел. 2-14-18

297


  
 «УТВЕРЖДАЮ»  
 Проректор по учебной работе  
 ФГБОУ ВО Саратовский ГАУ  
 С.В. Ларионов  
 « 15 » 11 2015г.

### АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертационной работы

Шлюпикова Сергея Владимировича.

На кафедре «Инженерная физика, электрооборудование и электротехнологии» (ИФ, ЭиЭ) ассистентом Шлюпиковым С.В. ведется научно-исследовательская работа по изучению процессов старения трансформаторного масла и разработке технических средств диагностирования масла на месте установки силовых трансформаторов.

Результаты диссертационной работы Шлюпикова С.В. внедрены в учебном процессе на кафедре «ИФ, Э и Э» при подготовке студентов профиля «Электрооборудование и электротехнологии».

Разработаны методические материалы для выполнения лабораторных работ по дисциплинам: «Испытание и наладка электрооборудования», «Эксплуатация электрооборудования».

Кроме этого, полученные результаты научно-исследовательской работы используются в учебном процессе магистрантов направления подготовки «Агроинженерия» профиля «Электрооборудование и электротехнологии» при изучении дисциплины «Современные способы диагностирования электроустановок».

Декан ФИП

Д.А.Соловьев

Зав. кафедрой «ИФ,Э и Э»

В.А.Трушкин

Объект Трансформатор  
ТМ 160/10

Дата проведения диагностирования  
« 10 » августа 20 15 г.

**ПРОТОКОЛ № 1**  
**экспресс-диагностирования трансформаторного масла**

Наименование подстанции: КТП-420

Год ввода в эксплуатацию: 1984

Месторасположение: с. Мироновка, Питерского района Сар. обл.

Марка масла: ГК

Условия окружающей среды при проведении диагностирования:

Температура, °С	<u>27</u>	Влажность, %	<u>68</u>	Давление, мм рт.ст.	<u>756</u>
-----------------	-----------	--------------	-----------	---------------------	------------

Наименование	Результат (повторность)		Нормы
	1	2	
Индекс влажности, о.е.	<u>1,005</u>	<u>1,006</u>	Не более 1,005
Удельное объемное сопротивление, ГОм·м	<u>95</u>	<u>97</u>	Не менее 100
Прозрачность	<u>II</u>		Не более II
Внешний вид	<u>Наблюдается незначительное кол-во частиц, мутное</u>		Нормальное Мутное Взвешенные частицы

**Заключение:** По результатам диагностирования трансформаторное масло пригодно / ~~не пригодно~~ (не нужно зачеркнуть) к дальнейшей эксплуатации.

Примечание: Следует усилить наблюдение.

Перечень применяемого испытательного оборудования (ИО) и средств измерений (СИ)						
Отметка	Наименование СИ	Тип СИ	Диапазон измерений	Уисп.	Точность измерений	Погрешность СИ
	Мегаомметр	Е6-24	-от 0,01 до 9,99 МОм -от 10,0 до 99,9 МОм -от 100 до 999 МОм -от 1,00 до 9,99 ГОм	500 В 1000 В 2500 В		$\pm (3+3)$
	Мультиметр	VC97	-от 0,01 до 400 мкА -от 0,01 до 4 мА -от 0,01 до 40 мА -от 0,01 до 400 мА -от 0,01 до 400 мА		$\pm(0,8\%+4D)$	
	Мультиметр	GDM353A	200 мВ; 2; 20; 200; 1000 В			$\pm (0,5 \% + 1 \text{ ед. счета})$

Испытания провели:

«»

«Ануфриев Д.Г.»

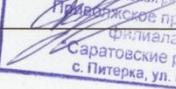
«»

«Кистанов С.В.»

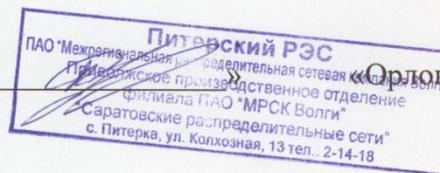
Мастер участка:

«»  
(подпись)«Жигачев О.А.»  
(ФИО)

Главный инженер::

«»

«Орлов В.А.»



Объект Трансформатор  
ТМ 100/10

Дата проведения диагностирования  
« 11 » августа 20 15 г.

**ПРОТОКОЛ № 2**  
**экспресс-диагностирования трансформаторного масла**

Наименование подстанции: КТП-415

Год ввода в эксплуатацию: 1975

Месторасположение: с. Мироновка, Литерского района Сур. обл.

Марка масла: ГК

Условия окружающей среды при проведении диагностирования:

Температура, °С	<u>27</u>	Влажность, %	<u>65</u>	Давление, мм рт.ст.	<u>757</u>
-----------------	-----------	--------------	-----------	---------------------	------------

Наименование	Результат (повторность)		Нормы
	1	2	
Индекс влажности, о.е.	<u>1,025</u>	<u>1,024</u>	Не более 1,005
Удельное объемное сопротивление, ГОм·м	<u>19</u>	<u>17</u>	Не менее 100
Прозрачность	<u>III</u>		Не более II
Внешний вид	<u>Мутное, взвешенные частицы.</u>		Нормальное Мутное Взвешенные частицы

**Заключение:** По результатам диагностирования трансформаторное масло ~~пригодно~~ / не пригодно (не нужно зачеркнуть) к дальнейшей эксплуатации.

Примечание: Необходимо срочно заменить масло.

Перечень применяемого испытательного оборудования (ИО) и средств измерений (СИ)						
Отметка	Наименование СИ	Тип СИ	Диапазон измерений	Уисп.	Точность измерений	Погрешность СИ
	<b>Мегаомметр</b>	Е6-24	-от 0,01 до 9,99 МОм -от 10,0 до 99,9 МОм -от 100 до 999 МОм -от 1,00 до 9,99 ГОм	500 В 1000 В 2500 В		$\pm (3+3)$
	<b>Мультиметр</b>	VC97	-от 0,01 до 400 мкА -от 0,01 до 4 мА -от 0,01 до 40 мА -от 0,01 до 400 мА -от 0,01 до 400 мА		$\pm(0,8\%+4D)$	
	<b>Мультиметр</b>	GDM353A	200 мВ; 2; 20; 200; 1000 В			$\pm (0,5 \% + 1 \text{ ед. счѐта})$

Испытания провели:

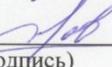
«»

«Ануфриев Д.Г.»

«»

«Кистанов С.В.»

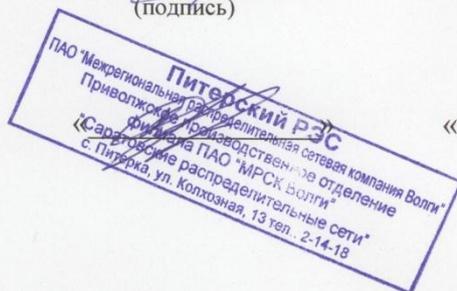
Мастер участка:

«»«Жигачев О.А.»  
(ФИО)

(подпись)

Главный инженер:.

«Орлов В.А.»



Объект Трансформатор  
ТМ 100/10

Дата проведения диагностирования  
« 12 » августа 20 15 г.

**ПРОТОКОЛ № 3**  
**экспресс-диагностирования трансформаторного масла**

Наименование подстанции: КТП-416

Год ввода в эксплуатацию: 1976

Месторасположение: с. Мироновка, Липецкого района Сар. обл.

Марка масла: ГК

Условия окружающей среды при проведении диагностирования:

Температура, °С	32	Влажность, %	65	Давление, мм рт.ст.	758
-----------------	----	--------------	----	---------------------	-----

Наименование	Результат (повторность)		Нормы
	1	2	
Индекс влажности, о.е.	1,016	1,016	Не более 1,005
Удельное объемное сопротивление, ГОм·м	55	53	Не менее 100
Прозрачность	III		Не более II
Внешний вид	Мутное, взвешенные частицы		Нормальное Мутное Взвешенные частицы

**Заключение:** По результатам диагностирования трансформаторное масло ~~пригодно~~ / не пригодно (не нужно зачеркнуть) к дальнейшей эксплуатации.

Примечание: Необходимо провести восстановительные мероприятия или заменить.

Перечень применяемого испытательного оборудования (ИО) и средств измерений (СИ)						
Отметка	Наименование СИ	Тип СИ	Диапазон измерений	Уисп.	Точность измерений	Погрешность СИ
	<b>Мегаомметр</b>	Е6-24	-от 0,01 до 9,99 МОм -от 10,0 до 99,9 МОм -от 100 до 999 МОм -от 1,00 до 9,99 ГОм	500 В 1000 В 2500 В		$\pm (3+3)$
	<b>Мультиметр</b>	VC97	-от 0,01 до 400 мкА -от 0,01 до 4 мА -от 0,01 до 40 мА -от 0,01 до 400 мА -от 0,01 до 400 мА		$\pm(0,8\%+4D)$	
	<b>Мультиметр</b>	GDM353A	200 мВ; 2; 20; 200; 1000 В			$\pm (0,5 \% + 1 \text{ ед.}$ счета)

Испытания провели:

«  »

«Ануфриев Д.Г.»

«  »

«Кистанов С.В.»

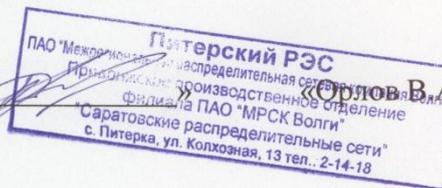
Мастер участка:

«  »  
(подпись)«Жигачев О.А.»  
(ФИО)

Главный инженер:»

«  »

«Орлов В.А.»



Объект Трансформатор  
ТМ 100/10

Дата проведения диагностирования  
« 13 » августа 20 15 г.

**ПРОТОКОЛ № 4**  
**экспресс-диагностирования трансформаторного масла**

Наименование подстанции: КТП-419

Год ввода в эксплуатацию: 1972

Месторасположение: с. Мироновка, Литерского района Сар. обл.

Марка масла: ГК

Условия окружающей среды при проведении диагностирования:

Температура, °С	<u>28</u>	Влажность, %	<u>65</u>	Давление, мм рт.ст.	<u>758</u>
-----------------	-----------	--------------	-----------	---------------------	------------

Наименование	Результат (повторность)		Нормы
	1	2	
Индекс влажности, о.е.	<u>1,008</u>	<u>1,008</u>	Не более 1,005
Удельное объемное сопротивление, ГОм·м	<u>87</u>	<u>86</u>	Не менее 100
Прозрачность	<u>II</u>		Не более II
Внешний вид	<u>Мутное.</u>		Нормальное Мутное Взвешенные частицы

**Заключение:** По результатам диагностирования трансформаторное масло ~~пригодно~~ / не пригодно (не нужно зачеркнуть) к дальнейшей эксплуатации.

Примечание: Провести восстановительные мероприятия.

Перечень применяемого испытательного оборудования (ИО) и средств измерений (СИ)						
Отметка	Наименование СИ	Тип СИ	Диапазон измерений	Уисп.	Точность измерений	Погрешность СИ
	Мегаомметр	Е6-24	-от 0,01 до 9,99 МОм -от 10,0 до 99,9 МОм -от 100 до 999 МОм -от 1,00 до 9,99 ГОм	500 В 1000 В 2500 В		$\pm (3+3)$
	Мультиметр	VC97	-от 0,01 до 400 мкА -от 0,01 до 4 мА -от 0,01 до 40 мА -от 0,01 до 400 мА -от 0,01 до 400 мА		$\pm(0,8\%+4D)$	
	Мультиметр	GDM353A	200 мВ; 2; 20; 200; 1000 В			$\pm (0,5 \% + 1 \text{ ед. счета})$

Испытания провели:

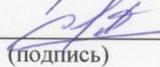
«»

«Ануфриев Д.Г.»

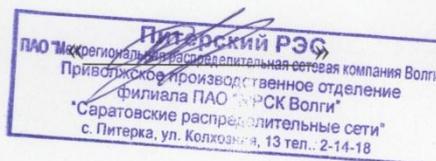
«»

«Кистанов С.В.»

Мастер участка:

«»  
(подпись)«Жигачев О.А.»  
(ФИО)

Главный инженер::



«Орлов В.А.»

Объект Трансформатор  
ТМ 100/10

Дата проведения диагностирования  
« 14 » августа 20 15 г.

**ПРОТОКОЛ № 5**  
**экспресс-диагностирования трансформаторного масла**

Наименование подстанции: КТП-430

Год ввода в эксплуатацию: 1981

Месторасположение: с. Мироновка, Титерского района Сар. обл.

Марка масла: ГК

Условия окружающей среды при проведении диагностирования:

Температура, °С <u>29</u>	Влажность, % <u>65</u>	Давление, мм рт.ст. <u>754</u>
---------------------------	------------------------	--------------------------------

Наименование	Результат (повторность)		Нормы
	1	2	
Индекс влажности, о.е.	<u>1,004</u>	<u>1,004</u>	Не более 1,005
Удельное объемное сопротивление, ГОм·м	<u>105</u>	<u>108</u>	Не менее 100
Прозрачность	<u>I</u>		Не более II
Внешний вид	<u>Норма.</u>		Нормальное Мутное Взвешенные частицы

**Заключение:** По результатам диагностирования трансформаторное масло пригодно / ~~не пригодно~~ (не нужно зачеркнуть) к дальнейшей эксплуатации.

Примечание: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Перечень применяемого испытательного оборудования (ИО) и средств измерений (СИ)						
Отметка	Наименование СИ	Тип СИ	Диапазон измерений	Уисп.	Точность измерений	Погрешность СИ
	Мегаомметр	Е6-24	-от 0,01 до 9,99 МОм -от 10,0 до 99,9 МОм -от 100 до 999 МОм -от 1,00 до 9,99 ГОм	500 В 1000 В 2500 В		$\pm (3+3)$
	Мультиметр	VC97	-от 0,01 до 400 мкА -от 0,01 до 4 мА -от 0,01 до 40 мА -от 0,01 до 400 мА -от 0,01 до 400 мА		$\pm(0,8\%+4D)$	
	Мультиметр	GDM353A	200 мВ; 2; 20; 200; 1000 В			$\pm (0,5 \% + 1 \text{ ед. счета})$

Испытания провели:

«»

«Ануфриев Д.Г.»

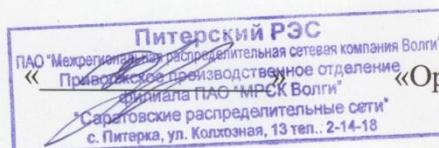
«»

«Кистанов С.В.»

Мастер участка:

«  
(подпись)»«Жигачев О.А.»  
(ФИО)

Главный инженер::



«Орлов В.А.»

**«Центральное производственное отделение»**  
**Филиала ПАО "МРСК Волги"-**  
**«Саратовские распределительные сети»**  
**МЕСТНАЯ СЛУЖБА ИЗОЛЯЦИИ, ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ИСПЫТАНИЙ**  
**ХИМИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ**  
 Свидетельство о регистрации №952 от 07.07.15г.  
 выдано: Федеральное государственное учреждение Саратовский центр стандартизации,  
 метрологии и сертификации им. Б.А. Дубовикова

**Физико-химический анализ трансформаторного масла**

Наименование оборудования: КТП 420  
 Номинальное напряжение оборудования: 10кВ  
 Причина испытания: эксплуатационные.

Наименование анализа	Результат	Нормы
Удельный вес	-	Не нормируется
Температура вспышки, °С	138	Не ниже 125
Содержание механических примесей, кл.чистоты	10	Не более 13
Содержание взвешенного угля	-	-
Тангенс угла диэлектрических потерь tgδ % 20/90 °С	0,72%(90°С)	Не более 10/15% (90°С)
Цвет	-	Не нормируется
Наличие водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие	Отсутствие
Кислотное число, мгКОН/г	0,16	Не более 0,25
Влагосодержание, г/г	31,3	Не более 30,0
Пробивное напряжение, кВ	47,2	Не менее 20,0

**Заключение:**

1. По результатам физико-химического анализа трансформаторное масло ~~соответствует~~ /не соответствует/ (не нужно зачеркнуть) РД 34.45-51.300-97. пункт 25 таблица 25.2., 25.3., 25.4.

Инженер МСИЗПИ

Е.И.Назаренко

И.о.начальника МСИЗПИ

К.А.Петров



**«Центральное производственное отделение»**  
**Филиала ПАО "МРСК Волги"-**  
**«Саратовские распределительные сети»**  
**МЕСТНАЯ СЛУЖБА ИЗОЛЯЦИИ, ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ИСПЫТАНИЙ**  
**ХИМИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ**  
 Свидетельство о регистрации №952 от 07.07.15г.  
 выдано: Федеральное государственное учреждение Саратовский центр стандартизации,  
 метрологии и сертификации им. Б.А. Дубовикова

**Физико-химический анализ трансформаторного масла**

Наименование оборудования: КТП 415  
 Номинальное напряжение оборудования: 10кВ  
 Причина испытания: эксплуатационные.

Наименование анализа	Результат	Нормы
Удельный вес	-	Не нормируется
Температура вспышки, °С	154	Не ниже 125
Содержание механических примесей, кл.чистоты	17	Не более 13
Содержание взвешенного угля	-	-
Тангенс угла диэлектрических потерь tgδ % 20/90 °С	18,25% (90°С)	Не более 10/15% (90°С)
Цвет	-	Не нормируется
Наличие водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие	Отсутствие
Кислотное число, мгКОН/г	0,42	Не более 0,25
Влагосодержание, г/т	54,8	Не более 30,0
Пробивное напряжение, кВ	14,7	Не менее 20,0

**Заключение:**

1. По результатам физико-химического анализа трансформаторное масло ~~соответствует~~ /не соответствует/ (не нужно зачеркнуть) РД 34.45-51.300-97. пункт 25 таблица 25.2., 25.3., 25.4.

Инженер МСИЗПИ

И.о.начальника МСИЗПИ

Е.И.Назаренко

К.А.Петров



**«Центральное производственное отделение»**  
**Филиала ПАО "МРСК Волги"-**  
**«Саратовские распределительные сети»**  
**МЕСТНАЯ СЛУЖБА ИЗОЛЯЦИИ, ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ИСПЫТАНИЙ**  
**ХИМИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ**  
 Свидетельство о регистрации №952 от 07.07.15г.  
 выдано: Федеральное государственное учреждение Саратовский центр стандартизации,  
 метрологии и сертификации им. Б.А. Дубовикова

**Физико-химический анализ трансформаторного масла**

Наименование оборудования: КТП 416  
 Номинальное напряжение оборудования: 10кВ  
 Причина испытания: эксплуатационные.

Наименование анализа	Результат	Нормы
Удельный вес	-	Не нормируется
Температура вспышки, °С	148	Не ниже 125
Содержание механических примесей, кл.чистоты	17	Не более 13
Содержание взвешенного угля	-	-
Тангенс угла диэлектрических потерь tgδ % 20/90 °С	10,06%(90°С)	Не более 10/15%(90°С)
Цвет	-	Не нормируется
Наличие водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие	Отсутствие
Кислотное число, мгКОН/г	0,34	Не более 0,25
Влагосодержание, г/т	47,5	Не более 30,0
Пробивное напряжение, кВ	22,1	Не менее 20,0

**Заключение:**

1. По результатам физико-химического анализа трансформаторное масло ~~соответствует~~ /не соответствует/ (не нужно зачеркнуть) РД 34.45-51.300-97. пункт 25 таблица 25.2., 25.3., 25.4.

Инженер МСИЗПИ

И.о.начальника МСИЗПИ



Е.И.Назаренко

К.А.Петров

**«Центральное производственное отделение»**  
**Филиала ПАО "МРСК Волги"-**  
**«Саратовские распределительные сети»**  
**МЕСТНАЯ СЛУЖБА ИЗОЛЯЦИИ, ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ИСПЫТАНИЙ**  
**ХИМИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ**  
 Свидетельство о регистрации №952 от 07.07.15г.  
 выдано: Федеральное государственное учреждение Саратовский центр стандартизации,  
 метрологии и сертификации им. Б.А. Дубовикова

**Физико-химический анализ трансформаторного масла**

Наименование оборудования: КТП 419  
 Номинальное напряжение оборудования: 10кВ  
 Причина испытания: эксплуатационные.

Наименование анализа	Результат	Нормы
Удельный вес	-	Не нормируется
Температура вспышки, °С	136	Не ниже 125
Содержание механических примесей, кл.чистоты	11	Не более 13
Содержание взвешенного угля	-	-
Тангенс угла диэлектрических потерь tgδ % 20/90 °С	3,67% (90°С)	Не более 10/15% (90°С)
Цвет	-	Не нормируется
Наличие водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие	Отсутствие
Кислотное число, мгКОН/г	0,01	Не более 0,25
Влагосодержание, г/т	35,4	Не более 30,0
Пробивное напряжение, кВ	45,5	Не менее 20,0

**Заключение:**

1. По результатам физико-химического анализа трансформаторное масло ~~соответствует~~ /не соответствует/ (не нужно зачеркнуть) РД 34.45-51.300-97. пункт 25 таблица 25.2., 25.3., 25.4.

Инженер МСИЗПИ

И.о.начальника МСИЗПИ



Е.И.Назаренко

К.А.Петров

**«Центральное производственное отделение»**  
**Филиала ПАО "МРСК Волги"-**  
**«Саратовские распределительные сети»**  
**МЕСТНАЯ СЛУЖБА ИЗОЛЯЦИИ, ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ИСПЫТАНИЙ**  
**ХИМИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ**  
 Свидетельство о регистрации №952 от 07.07.15г.  
 выдано: Федеральное государственное учреждение Саратовский центр стандартизации,  
 метрологии и сертификации им. Б.А. Дубовикова

**Физико-химический анализ трансформаторного масла**

Наименование оборудования: КТП 430  
 Номинальное напряжение оборудования: 10кВ  
 Причина испытания: эксплуатационные.

Наименование анализа	Результат	Нормы
Удельный вес	-	Не нормируется
Температура вспышки, °С	136	Не ниже 125
Содержание механических примесей, кл.чистоты	7	Не более 13
Содержание взвешенного угля	-	-
Тангенс угла диэлектрических потерь tgδ % 20/90 °С	0,84% (90°С)	Не более 10/15% (90°С)
Цвет	-	Не нормируется
Наличие водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие	Отсутствие
Кислотное число, мгКОН/г	0,025	Не более 0,25
Влагосодержание, г/г	28,2	Не более 30,0
Пробивное напряжение, кВ	56,3	Не менее 20,0

**Заключение:**

1. По результатам физико-химического анализа трансформаторное масло соответствует /не соответствует/ (не нужно зачеркнуть) РД 34.45-51.300-97. пункт 25 таблица 25.2., 25.3., 25.4.

Инженер МСИЗПИ

Е.И.Назаренко

И.о.начальника МСИЗПИ

К.А.Петров