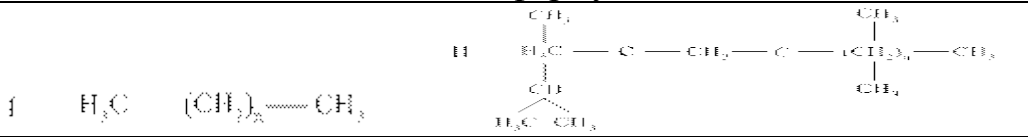
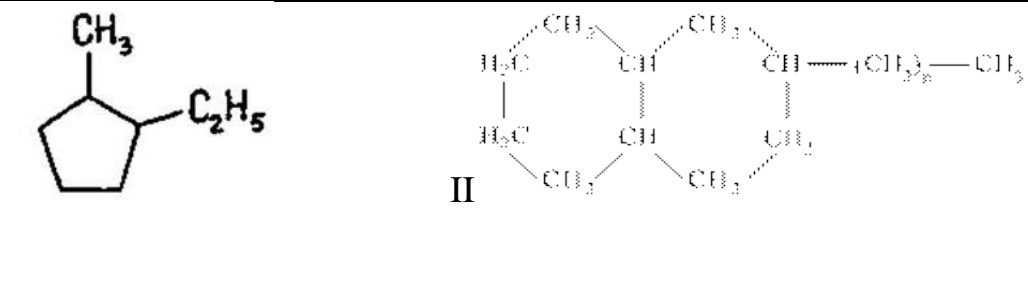
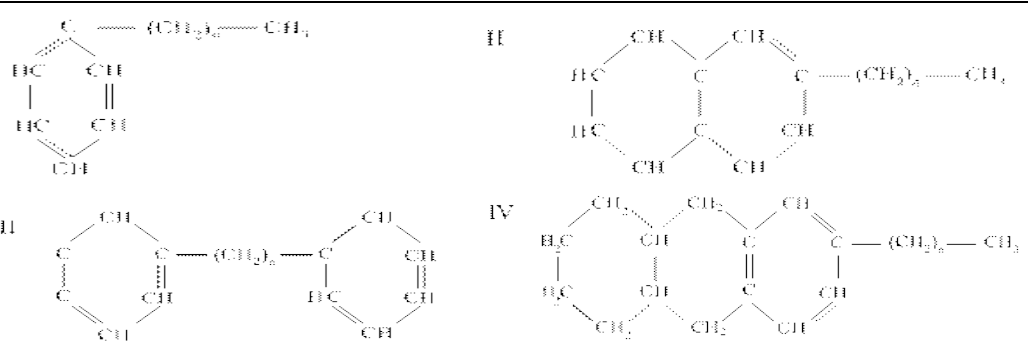


## ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО – ПРОДУКТ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Трансформаторное масло представляет собой соответствующим образом очищенную нефтяную фракцию (дистиллят со средним весом молекул 220-340 а.е.), выкипающую при температурах в пределах примерно 300-400°С. Так как нефти разных месторождений различны по химсоставу, то фракционный состав масел обусловлен их происхождением и способом очистки.

ХИМИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА МАСЕЛ подразделяется на УГЛЕВОДОРОДНУЮ И НЕУГЛЕВОДОРОДНУЮ ЧАСТЬ

### УГЛЕВОДОРОДНЫЕ КОМПОНЕНТЫ

Класс органических соединений	Общая формула
<b>ПАРАФИНЫ</b> - насыщенные углеводороды с прямой (нормальные парафины) (I) или разветвленной (изо-парафины) цепью (II) без кольчатых структур	
<b>НАФТЕНЫ</b> (или циклопарафины) - насыщенные углеводороды, содержащие одно или более колец (пяти- или шестичленных), каждое из которых может иметь одну или несколько прямых, или разветвленных алкильных боковых цепей. В зависимости от числа колец в молекуле различают моноциклические (I), бициклические (II), три- и полициклические нафтены	
<b>АРЕНЫ</b> - ароматические углеводороды, содержащие одно (I) или несколько ароматических ядер, которые могут быть соединены с нафтеновыми кольцами (последние могут иметь или не иметь алкильные цепи) и/или боковыми парафиновыми цепями. Ароматические ядра могут быть конденсированными (нафталина или фенантрена (II)), изолированными (III) или смешанными (нафтено-ароматическая структура (IV))	

Непредельные углеводороды (олефины) в товарном трансформаторном масле присутствуют в следовых количествах.

Компонентами углеводородной части, ухудшающими качество товарного масла, являются:

- олефины и полициклические углеводороды с короткими боковыми цепями – снижают стабильность масла против окисления;
- твердые углеводороды – парафины (алканы преимущественно нормального – линейного строения и состава от C<sub>18</sub> до C<sub>35</sub>) и церезины (с числом атомов углерода от C<sub>36</sub> до C<sub>55</sub>) - повышающие температуру застывания масла.

НЕУГЛЕВОДОРОДНЫЕ КОМПОНЕНТЫ представлены гетероорганическими соединениями, состоящими из соответствующего углеводородного скелета и одного или нескольких гетероатомов – S (сера), O (кислород), N (азот).

1. АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫЕ вещества - представляют собой кислородсодержащие полициклические соединения. Они придают трансформаторному маслу характерный цвет, а при окислении переходят в состав осадка. Выделяют:

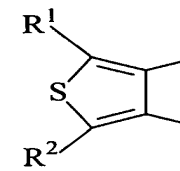
- Нейтральные смолы - соединения, растворимые в петролейном эфире.
- Асфальтены - твердые вещества, нерастворимые в петролейном эфире, но растворимые в бензоле и соединениях ряда бензола, хлороформе, сероуглероде.
- Карбены - вещества, нерастворимые в обычных растворителях и лишь частично растворимые в пиридине и сероуглероде.
- Асфальтогеновые кислоты и их ангидриды - отличаются от нейтральных смол кислым характером, нерастворимостью в петролейном эфире и растворимостью в спирте.

2. СЕРНИСТЫЕ соединения - содержатся во всех нефтях в количествах от десятых долей до 20% (по весу), что обуславливает свойства нефтей и определяет особенности их переработки. Сернистые соединения являются катализаторами окисления и коррозионноактивны к металлоконструкциям. Основными классами сернистых соединений нефти являются:

- Меркаптаны (тиолы) R-SH
- Сульфиды (тиаалканы) R-S-R<sub>1</sub>
- Дисульфиды (дитиаалканы) R-S-S-R<sub>1</sub>

*Характерны для низкокипящих фракций нефти (бензин, керосин)*

- Тиофены – пятичленный ароматический гетероцикл.  
*Характеризуют фракции, выкипающие при температурах выше 200°C (масляные дистилляты)*



где R - радикал парафинового (с прямой или разветвленной цепью) или циклического (ароматического или нафтенового) углеводорода

3. АЗОТИСТЫЕ соединения (содержание в нефтях до 0,8%) - в масляных дистиллятах до половины азота приходится на азотистые основания - производные пиридина и хинолина. Встречаются соединения, относящиеся к пирролам, индолам, карбазолам. Азотциклические основания являются катализаторами окисления.

4. НАФТЕНОВЫЕ КИСЛОТЫ и другие кислородсодержащие соединения - содержатся в дистиллятах масел в заметных количествах в виде циклических (циклонентановые или циклогексановые, в том числе бициклические) одноосновных кислот. В процессе очистки нафтеновые кислоты в значительной степени удаляются (до 0,02% что соответствует кислотному числу масла не более 0, 05 мг КОН/г). Карбоксигруппа чаще всего присоединена к циклу через одну и более метиленовые группы, поэтому нафтеновые кислоты легко вступают во взаимодействие со спиртами, аминами, щелочами и рядом металлов.

5. МЕТАЛЛСОДЕРЖАЩИЕ соединения - в трансформаторных маслах всегда содержатся соли органических кислот и комплексные соединения металлов. В процессе нейтрализации дистиллятов щелочью образуются натриевые мыла нафтеновых кислот, которые в значительной степени удаляются промывкой водой и почти полностью путем адсорбционной доочистки. В свежих маслах в незначительных количествах находятся железо и медь. Металлы образуют соли с кислыми компонентами масел, что обуславливает увеличение значения тангенса угла диэлектрических потерь масла.

В электрооборудовании трансформаторное масло выполняет ряд функций, реализации которых требует от масла обладания специфическими свойствами, обусловленными его химическим составом.

ФУНКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА				
	ЖИДКИЙ ДИЭЛЕКТРИК	ДУГОГАШЕНИЕ	ТЕПЛОТВОДЕНИЕ	ИНФОРМАЦИОННАЯ СРЕДА
Физические свойства	ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННЫЕ	ИСПАРЕНИЕ И ГАЗООБРАЗОВАНИЕ	ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ	ГАЗОПОГЛОЩЕНИЕ
Механизм действия	Ионогенные примеси* обуславливают ионную и электрофоретическую проводимость масла, увеличивая диэлектрические потери	Охлаждение и деионизация газового канала за счет паров и газов, образовавшихся в результате испарения и пиролиза масла в стволе дуги**	Коэффициент теплоотдачи зависит от вязкости жидкости. Масло сохраняет текучесть при низких температурах.	Накопление в масле продуктов разложения и окисления компонентов образовавшихся при действии температуры и электрического поля
Физические показатели	Диэлектрическая проницаемость, электропроводимость, тангенс угла диэлектрических потерь	Электрическая прочность	Теплоемкость, теплопроводность, коэффициент теплоотдачи, плотность, вязкость	Растворимость газов в масле
Химический состав способствующий	Неполярные углеводороды - парафины, нафтены, арены с длинными боковыми цепями	Объем газа, образующегося при горении дуги в масле, зависит от ее энергии и не связан с химическим составом масла.	Углеводороды с невысоким числом атомов углерода - парафины, нафтены, арены с короткими боковыми цепями	Ароматические углеводороды
ухудшающий	Полярные гетероорганические - нафтенновые кислоты и их соли, асфальто-смолистые нейтральные и кислые соединения, фенолы, др.		Высокомолекулярные парафины, нафтены, гетероорганические соединения	

\* Ионогенные примеси – это ионизированные частицы дисперсной фазы в виде коллоидов, капель(вода) или пузырьков (газ)

\*\* - В результате испарения масла вокруг дуги образуется газовый пузырь (оболочка), состоящий в основном из водорода (70-80%) и паров масла. Выделяемые газы с большой скоростью проникают непосредственно в зону ствола дуги, вызывают перемешивание холодного и горячего газа в пузыре, обеспечивают интенсивное охлаждение и деионизацию дугового промежутка. Деионирующую способность газов повышает создаваемое при быстром разложении масла давление внутри пузыря.

**Плотность** масла обычно находится в диапазоне  $(0.84-0.89) \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ .

**Вязкость** является одним из важнейших свойств масла. С позиций высокой электрической прочности желательно иметь масло более высокой вязкости. Для того, чтобы хорошо выполнять свои дополнительные функции в трансформаторах (как охлаждающая среда) и выключателях (как среда, где движутся элементы привода), масло должно обладать невысокой вязкостью, в противном случае трансформаторы не будут надлежащим образом охлаждаться, а выключатели- разрывать электрическую дугу в установленное для них время. Кинематическая вязкость большинства масел при температуре 20°C составляет  $28-30 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

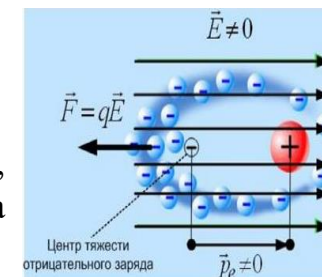
# ИЗМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА В УСЛОВИЯХ ШТАТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В процессе эксплуатации трансформаторное масло подвергается воздействию следующих факторов:

- электрическое поле и повышенные температуры – характерно для силового оборудования;
- разряды высокого напряжения (дуга) - выключатели, РПН.

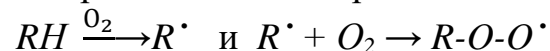
## 1. Механизм воздействия электрического поля на неполярные молекулы углеводородов масла.

При наложении напряжения электронное облако неполярной молекулы смещается против поля, центры тяжести положительных и отрицательных зарядов расходятся, и молекула углеводорода приобретает дипольный момент, направленный по полю.



В силовом оборудовании старение масла, протекающее в условиях повышенной температуры и электрического поля в присутствии материалов, из которых изготовлен трансформатор, приводит к глубоким изменениям химических и электрофизических свойств масла.

Доминирующими являются окислительные превращения входящих в состав масла углеводородов, смолистых и сернистых продуктов за счет совместного воздействия молекулярного кислорода воздуха и электрического поля. Жидко-фазное окисление углеводородов протекает по цепному механизму, катализируемому растворенными в масле солями металлов, с образованием свободных радикалов: углеводородного  $R^\cdot$  и перекисного  $RO_2^\cdot$



По мере накопления в масле кислые соединения вступают в реакции полимеризации и поликонденсации, образуя осадки, нерастворимые в масле. В зависимости от углеводородного состава масла количество осадков может быть различным. В трансформаторах осадок начинает образовываться при кислотном числе масла более 0,2 — 0,3 мгКОН/г.

При низких температурах накапливаются первичные продукты окисления-перекиси; при более высоких температурах - вторичные продукты; при высоких - нерастворимые в масле продукты окислительной конденсации, в том числе вода, CO и CO<sub>2</sub> и др.

Углеводороды парафинового и нафтенового рядов и ароматические с длинными боковыми цепями } → перекиси

→ Кислоты → оксикислоты  
 → эстолиды → асфальтовые кислоты → карбонды.  
 → Кетонкислоты → продукты конденсации.  
 → Кетоны → продукты конденсации (асфальтены, карбены).  
 → Альдегиды → кислоты.

→ Спирты + кислоты → сложные эфиры.  
 → Спирты + оксикислоты → эфирокислоты.  
 → Спирты → кислоты

Ароматические углеводороды с короткими цепями и ароматические ядра после окислительного отщепления боковых цепей } →

→ Перекиси → фенолы → смолы → асфальтены → карбены

В результате старения ухудшаются электроизоляционные свойства трансформаторного масла, происходит накопление осадка на активных частях трансформатора (обмотки, магнитопровод), что затрудняет отвод тепла от них, ускоряет старение целлюлозной изоляции и ухудшает ее электроизоляционные свойства.

2. Воздействие разрядов высокого напряжения (дуги) на трансформаторное масло осуществляется при штатной работе масляных выключателей и контакторов устройств для переключения трансформаторов под нагрузкой.

Электрическая дуга, возникающая в масле, характеризуется высокой температурой, большой плотностью тока и сравнительно низким падением напряжения. В этих условиях роль окислительных процессов углеводородов незначительна.

Основная реакция – деструктивное разложение (крекинг) углеводородов с выделением углерода, водорода и углеводородных газов, и жидких продуктов разложения. Одновременно увеличивается молекулярный вес и вязкость масла. В большей степени эти изменения затрагивают ароматическую часть масла, а в меньшей — нафтеновую.

Газ, образующийся при горении в масле дуги, содержит 53—93% водорода, 0,5—23% метана, 0,1—7% этилена, 14—28% ацетилена. С увеличением тока дуги концентрация водорода снижается и увеличивается выход этилена и метана.

Объем газа, образующегося при горении дуги в масле, зависит от ее энергии и не связан с химическим составом масла.

Вторичными реакциями для нафтеновых углеводородов являются дегидрирование и частичный отрыв боковых цепей. Возможны раскрытие незначительной части колец, а также конденсация их. Для ароматической фракции масла в качестве вторичных реакций наиболее характерна конденсация с выделением водорода и снижением длины боковых цепей.

В контакторах устройств РПН с увеличением количества переключений резко падает электрическая прочность масла, снижается температура вспышки его, растет количество осадка.

Преобладающую часть осадка составляют продукты глубокого уплотнения углеводородов масла, и лишь небольшая часть приходится на долю минеральных примесей. В состав последних входят металлы, образующиеся при износе контактов переключателя. Накопление осадка в масле происходит главным образом за счет термического разложения масла в зоне горения дуги, окислительные процессы незначительны.

Накопление проводящих частиц осадка на изоляционных деталях даже при нормальных условиях работы аппаратуры может послужить причиной возникновения скользящих разрядов, а при перенапряжениях привести к сплошному перекрытию.

# КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА МАСЛА

Основное назначение масла - обеспечивать надежную изоляцию электрооборудования. Параметрами, характеризующими свойства жидкого диэлектрика, являются относительная диэлектрическая проницаемость, удельная проводимость, *тангенс угла диэлектрических потерь и пробивное напряжение*.

## ТАНГЕН УГЛА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

**Диэлектрическими потерями** называют энергию, рассеиваемую в диэлектрике в виде под воздействием на него электрического поля.

Дрейф зарядов в электрическом поле проявляется как электропроводность, а локальные смещения зарядов и повороты диполей - как поляризация. Заряды и диполи накопленную в электрическом поле энергию частично передают молекулам жидкости, т.е. расходуют ее на диэлектрические потери.

Физический смысл диэлектрических потерь поляризации. В силу теплового движения диполи расположены в беспорядке. При наложении же внешнего постоянного поля они ориентируются, а при снятии напряжения ориентировка нарушается за определенное время, называемое временем релаксации. Если период колебания внешнего поля намного выше времени релаксации, диэлектрических потерь не будет, так как дипольные молекулы успевают ориентироваться в жидкости.

При стандартной частоте 50 Гц диэлектрические потери в жидких маловязких изоляционных маслах определяются практически только проводимостью  $\sigma$ , так как время релаксации диполей (около 10-12с) намного меньше периода колебания поля (1/50с). Поэтому,

$$\operatorname{tg}\delta = 1,63 \cdot 10^{10} \cdot \sigma$$

Проводимость – ионная и электрофоретическая - обусловлена присутствием в масле ионогенных частиц. Ионная проводимость возникает вследствие наличия растворимых в масле и легко диссоциируемых молекул примесей таких как, низкомолекулярные кислоты, перекиси, спирты, мыла и др. Электрофоретическую определяют ионизированные частицы дисперсной фазы в виде коллоидов, капель (эмульгированная вода) или пузырьков (газ).

Растворенная в масле вода находится в молекулярном состоянии и практически не диссоциирована на ионы – истинный раствор, поэтому даже значительные количества, растворенной при высокой температуре, воды не влекут за собой повышения  $\operatorname{tg}\delta$ .

В обычных товарных трансформаторных маслах кроме истинно молекулярно-растворенной воды присутствует вода, связанная с полярными примесями и, возможно, с полярными неуглеводородными компонентами.

Связанная с полярными примесями вода заметно повышает диэлектрические потери в масле.

Следовательно, диэлектрические потери, обусловленные присутствием воды, определяются не общим ее содержанием, а состоянием. Существует порог концентрации воды в данном масле для заданных температуры и относительной влажности воздуха, выше которого  $\operatorname{tg}\delta$  сильно возрастает.

Основными источниками диэлектрических потерь в свежих трансформаторных маслах при 50 Гц являются следы асфальто-смолистых веществ и мыл, находящиеся в коллоидном состоянии.

Мыло в растворе может находиться либо в истинно растворенном состоянии, либо в коллоидном.

В практике эксплуатации масел в трансформаторах замечено отсутствие связи между их кислотностью и проводимостью при рабочей температуре масла, что объясняется неионизированностью свободных высокомолекулярных органических кислот в среде углеводородов. При повышении температуры масла потери возрастают и тем более, чем больше кислотное число масла.

При наличии в масле некоторых полярных веществ (например, нафтената натрия) оно приобретает способность самоэмульгироваться, поглощая влагу из воздуха; при этом резко растет  $\operatorname{tg}\delta$ . Данное свойство масла необходимо учитывать при его длительном хранении.

Повышение потерь очищенного масла, залитого в электрооборудование после его ремонта, в первые месяцы работы может быть вызвано растворением оставшихся в трансформаторе загрязнений.

Таким образом, тангенс угла диэлектрических потерь масла является показателем:

- качества свежих (товарных) масел, т.к. указывает на степень очистки от электропроводящих примесей;

- глубины старения масла, показывая степень загрязненности коллоидами, образовавшимися в результате реакций полимеризации и конденсации продуктов окисления.

В качестве коллоидных веществ могут выступать компоненты лака, обмоток и старого шлама масел; мыла, образующиеся в результате взаимодействия кислых продуктов старения масел с металлами трансформатора; кислые шламopodobные продукты, в том числе асфальтогеновые, плохо растворимые в масле, смолы, асфальтены, и другие продукты.

По температурной зависимости  $\text{tg}\delta$  можно определить преобладающий тип примесей.

Первоисточник: «Методика оценки состояния свежих и эксплуатационных трансформаторных масел на основе измерения их удельного объемного электрического сопротивления и тангенса угла диэлектрических потерь». НПП «Диатранс».

Вид загрязнения	Температурная зависимость	Природа явления
Влага	$\uparrow \text{tg}\delta_t^* > \downarrow \text{tg}\delta_t^{**}$ $\uparrow \text{tg}\delta_{(20 \div 60)} \downarrow$ и $\uparrow \text{tg}\delta_{(60 \div 90)}^{*3}$ $\uparrow \text{tg}\delta_{20} > \downarrow \text{tg}\delta_{20}^{*4}$	Увеличение растворимости воды в масле при повышении температуры (подробней в разделе влагосодержание)
Продукты естественного старения масла	$\frac{\text{tg}\delta_{90}}{\text{tg}\delta_{20}} \leq 10$	Для масел длительное время эксплуатируемых в нормальных условиях при штатном режиме трансформаторов
Потенциальный (растворимый осадок)	$\frac{\text{tg}\delta_{90}}{\text{tg}\delta_{20}} = 100 \div 150$	Появляется при интенсивном (в условиях повышенных температур) относительно кратковременном старении
Смолы и мыла	$\uparrow \text{tg}\delta_t \neq \downarrow \text{tg}\delta_t$ гистерезис <sup>*5</sup>	Процесс пассивирования коллоидных частиц, образованных мылами, смолистыми веществами
Полярные примеси	Снижение значения $\downarrow \text{tg}\delta_{90}$ во время выдержки <sup>*6</sup>	Процесс коагуляции и осаждения поляризующихся под действием поля коллоидов при высоких температурах
Коллоидные агрегаты с размером частиц $\geq 10^{-4}$ мм	$\uparrow \text{tg}\delta_{70} > \uparrow \text{tg}\delta_{90}$ $\uparrow \text{tg}\delta_{70} \neq \downarrow \text{tg}\delta_{70}$ $\uparrow \text{tg}\delta_{(45 \div 50)}$ резкий рост	Поляризационные потери обусловленные наличием полимерных высокомолекулярных коллоидов, образованных в результате растворения материалов с низкой маслостойкостью (лаки, резина)
Свежее масло	$\uparrow \text{tg}\delta_t = \downarrow \text{tg}\delta_t$ $\text{tg}\delta_t(3 \text{ мес}) > \text{tg}\delta_t(6 \text{ мес})$	Улучшение тангенса свежего масла, залитого в новое оборудование, в первые месяцы работы обусловлено адсорбирующими свойствами бумажной изоляции

\* значение тангенса угла диэлектрических потерь при заданной температуре, измеренное при нагреве масла;

\*\* значение тангенса угла потерь при заданной температуре, измеренное при охлаждении масла;

\*<sup>3</sup> Значение потерь уменьшается в процессе нагрева масла от 20 до 60°C, а затем увеличивается;

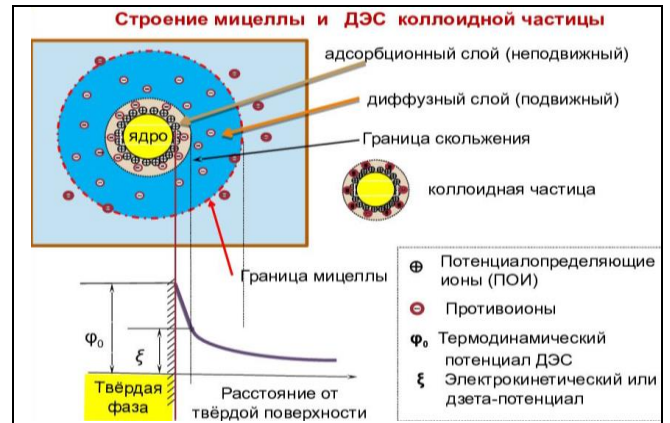
\*<sup>4</sup> В результате цикла нагрева значение при 20°C после охлаждения ниже, чем до нагрева

\*<sup>5</sup> Гистерезис - невоспроизводимость результатов измерений при повышении и снижении температуры масла

\*<sup>6</sup> время выдержки – время поддержания постоянной температуры.

## Механизм образования коллоидных частиц

Мицелла коллоида состоит из ядра, образованного в результате молекулярного сцепления полярных групп продуктов окисления, и наружной оболочки, состоящей из алкильных цепей, которая хорошо сольватируется углеводородами. На границе раздела двух фаз происходит перераспределение электрического заряда с образованием двойного электрического слоя, обладающего электрокинетическим потенциалом. Под действием электрического поля коллоидная частица приобретает индуцированный дипольный момент, обуславливающий электрофоретическую проводимость.



## Последствия развития процесса коллоидообразования.

В реальном трансформаторе имеется не только жидкая, но и твердая изоляция (бумага, картон, хлопчатобумажная ткань и пр.), пропитанная маслом. Если низкомолекулярные перекиси, кислоты и другие полярные вещества, растворенные в масле, практически не оказывают влияния на его  $\text{tg}\delta$ , то эти же вещества, адсорбированные на бумаге, пропитанной маслом, являются основной причиной, обуславливающей рост этого показателя. Вещества, образующие в масле коллоиды (смолы, мыла и др.), являющиеся основным источником проводимости масла, обусловленной электрофорезом, мало влияют на  $\text{tg}$  бумаги. Таким образом, наблюдается зависимость  $\text{tg}\delta$  твердой изоляции трансформатора от содержания водорастворимых кислот в масле.

Накапливаясь в масле в процессе эксплуатации трансформатора, коллоидные частицы способны переходить в осадок в результате образования сравнительно крупных ассоциатов. После выделения осадка из масла значение тангенса угла диэлектрических потерь уменьшается.

В трансформаторах имеются места с повышенной напряженностью электрического поля, в которых затруднена циркуляция масла. Именно в этих местах за счет высокой проводимости масла повышается температура. В результате этого усилено идут процессы старения. Образующиеся при этом продукты в свою очередь повышают  $\text{tg}\delta$  масла и твердой изоляции. Эти взаимосвязанные и ускоряющие друг друга процессы, ведущие к локальному перегреву и старению жидкой и твердой изоляции, в конечном счете могут привести к пробое.

Испытание масла по показателю тангенса угла диэлектрических потерь осуществляется согласно ГОСТ 6581 п.2.

Приборное обеспечение: Тангенс – 3м (г. Харьков), Тангенс – 3м-молния (г. Белгород), комплекс Диатранс

Особенности методики.

- проба товарного масла (входной контроль) перед производством испытания на  $\text{tg}\delta$  должна пройти дополнительную подготовку согласно требованиям НД на данную марку
- проба эксплуатационного масла анализируется без дополнительной подготовки (только общие требования)
- различие по величине  $\uparrow \text{tg}\delta_{70} / \uparrow \text{tg}\delta_{90} = 1,5 \div 2,5$  в процессе естественного старения масла
- если во время выдержки при  $90^\circ\text{C}$  после встряхивания ячейки и перемешивания масла значение тангенса резко возрастает, а затем плавно уменьшается, то в масле присутствует шлам
- для получения достоверного результата время выдержки при  $90^\circ\text{C}$  должно быть минимальным и одинаковым при анализе параллельных проб.
- значения  $\text{tg}\delta_{\text{масла}}$  измеренного при  $60^\circ\text{C}$  и  $\text{tg}\delta_{\text{изоляция}}$  снятого на прогревом до  $60^\circ\text{C}$  трансформаторе применяются в расчетной формуле оценки влажности твердой изоляции. В изоляционных конструкциях основной объем влаги находится в твердой изоляции. Между ней и маслом, а в негерметизированных конструкциях еще и между маслом и воздухом, постоянно происходит влагообмен. При стабильном температурном режиме наступает равновесное состояние, и тогда по влагосодержанию масла можно оценить влагосодержание твердой изоляции.

## ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОЧНОСТЬ

**Электрическая прочность масла** - это способность жидкого диэлектрика выдерживать электростатическое напряжение без пробоя:

$$E=U_{\text{пр}}/h,$$

где  $U_{\text{пр}}$  - пробивное напряжение;  $h$  - расстояние между электродами.

**Пробивное напряжение** – это минимальное, приложенное к диэлектрику напряжение, приводящее к его пробоя.

Электрическая прочность не является константой материала. Изменения давления, формы и материала электродов и расстояния между ними влияют на электрическую прочность. Поэтому условия проведения испытаний масла строго регламентированы стандартом.

Чистые трансформаторные масла, не содержащие воды и других примесей, обладают достаточным пробивным напряжением.

Полярные вещества низко- и высококипящие, образуя в масле истинные растворы, практически не оказывают влияния на электрическую прочность.

Вещества, образующие в масле коллоидные растворы, обуславливающие электрофоретическую электропроводность, если они имеют низкую температуру кипения, снижают, а в случае если их температура кипения высока, практически не влияют на прочность.

При малейшем изменении влажности жидкого диэлектрика и наличии в нем примесей (как и для проводимости) резко уменьшается электрическая прочность.

Пробивное напряжение масла определяется концентрацией воды в эмульсионном состоянии, являющиеся причиной электрофоретической проводимости, а не общим ее содержанием.

Появление эмульсионной воды и снижение электрической прочности наблюдается в трансформаторных маслах, имеющих в своем составе растворенную воду, при резком снижении температуры или относительной влажности воздуха, при перемешивании масла за счет десорбции воды, адсорбированной на поверхности емкости.

Повышение прочности с повышением температуры связано с удалением из масла влаги, переходом ее из эмульсионного состояния в растворенное и уменьшением вязкости масла.

Механические примеси, находящиеся в масле в виде взвешенных неполярных частиц (волокна целлюлозных материалов, углеродистые частицы), способны адсорбировать воду и, следовательно, становятся проводящими и образуют мостики вдоль силовых линий поля. Минерализованные примеси, благодаря более высокой относительной диэлектрической проницаемости, могут изменять характер распределения поля и создавать области с повышенным градиентом.

Растворенные в масле трансформатора газы при наложении поля переходят в нерастворимое состояние в результате процесса электрострикции (изменения объема под воздействием поля) и находятся в виде микроскопических пузырьков ионизированного газа, обуславливающих проводимость.

Таким образом, показатель электрической прочности (пробивного напряжения), являясь интегральной характеристикой диэлектрических свойств масла, выступает критерием пригодности к применению в электрооборудовании разного класса напряжения в качестве электроизоляционной жидкости. При этом вопросы о характере и степени загрязнения масла и, следовательно, о механизме восстановления его эксплуатационного ресурса остаются не раскрытыми.

Корреляция пробивного напряжения со значениями показателей эксплуатационного масла

<i>повышение абсолютного значения показателя</i>						
Влагосо- держание	Кислотное число	ВРК	Температура вспышки	Тангенс угла диэлектрических потерь	Класс чистоты	ОГС
Снижает ****	Не влияет	Не влияет	Повышает *	Низкокипящие коллоиды снижают *	Снижает ***	Снижает **

\*, \*\*, \*\*\*, \*\*\*\* - степень влияния от незначительной к высокой.

Механизм образования пробоя в масле. Пробой масла происходит в паровом канале, образованном за счет испарения самого жидкого диэлектрика. Под воздействием электрического поля примеси, содержащиеся в масле и образующие в нем коллоидный раствор или микроэмульсию, вытягиваются в зону между электродами и дрейфуют в направлении поля. Значительное количество теплоты, выделяющейся при этом вследствие низкой теплопроводности диэлектрика, расходуется на нагрев самих частиц примеси. Если эти примеси являются причиной высокой удельной проводимости масла, то при низкой температуре кипения примесей они испаряются, образуя при достаточном содержании их «газовый канал», в котором и происходит пробой.

Процессы крекинга и испарения масла лежат так же в основе механизма дугогашения, применяемого в работе масляных выключателей и контакторов устройств для переключения трансформаторов под нагрузкой.

Электрической дугой, точнее дуговым разрядом, называют самостоятельный разряд в газе, т.е. разряд, протекающий без внешнего ионизатора, характеризующийся высокой температурой, большой плотностью тока и относительно небольшим падением напряжения у катода.

Механизм образования дуги и процессы, протекающие в дуговом столбе, подробно на сайтах

[http://www.gigavat.com/viklyuchateli\\_elektricheskaya\\_duga.php](http://www.gigavat.com/viklyuchateli_elektricheskaya_duga.php) и

<http://electricalschool.info/main/visokovoltny/388-process-obrazovaniya-jelektricheskoyj.html>.

Принципиально для гашения дуги надо создать условия интенсивной деионизации газового промежутка. При горении дуги в масле образуются продукты глубокого разложения углеводов.

Основной реакцией любых углеводов при дуговом электрическом разряде является деструктивное разложение (крекинг) с выделением углерода, водорода и углеводородных газов, и низкокипящих жидких продуктов разложения. В результате вокруг дуги образуется газовый пузырь (оболочка), состоящий в основном из водорода (70...80 %), а также паров масла. Выделяемые газы с большой скоростью проникают непосредственно в зону ствола дуги, вызывают перемешивание холодного и горячего газа в пузыре, обеспечивают интенсивное охлаждение и соответственно деионизацию дугового промежутка. При этом проводимость дуги падает, что приводит к ее погасанию.

Кроме того, деионирующую способность газов повышает создаваемое при быстром разложении масла давление внутри пузыря (избыточное давление создается благодаря способности масла проявлять свойства несжимаемой жидкости). Интенсивность процесса гашения дуги в масле тем выше, чем ближе соприкасается дуга с маслом и быстрее движется масло по отношению к дуге.

Наиболее вероятными вторичными реакциями для нафтеновых углеводов являются дегидрирование и частичный отрыв боковых цепей. Возможны раскрытие незначительной части колец, а также конденсация их. Для ароматической фракции масла в качестве вторичных реакций наиболее характерна конденсация с выделением водорода и снижением длины боковых цепей.

После погасания дуги пространство между электродами должно быстро восстанавливать свои изоляционные свойства, чтобы не произошло пробоя промежутка и повторного зажигания дуги. Поэтому поддержание необходимой электрической прочности масла контактора устройства РПН трансформаторов, не говоря уже о масляных выключателях, имеет важное значение.

Испытание масла по показателю пробивное напряжения осуществляется согласно ГОСТ 6581 п.3.

Приборное обеспечение: АИМ, УИМ, СКАТ

Особенности методики - электрическая прочность зависит от внешнего давления и температуры.

- показатель пробивного напряжения не является характеристикой качества товарного масла
- выпадение первого результата пробоя может быть вызвано наличием пленки масла на электродах от предыдущего анализа
- зачем нужна выдержка масла перед измерением – для удаления растворенных в масле газов.
- присутствие легко удаляемой воды (например, адсорбированной на поверхности масла или стенках ячейки) подтверждается улучшением результата испытания при последовательном пробое
- сильный разброс результатов говорит о попадании в межэлектродное пространство проводящих механических примесей
- перемешивание и выдержка после каждого измерения – после пробоя в межэлектродном пространстве сконцентрированы растворенные в масле ионизированные пузырьки газов.

## ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ

Вода оказывает отрицательное влияние на все электрические характеристики изоляционной системы. Наибольший вред наносится электрооборудованию через увлажнение целлюлозной изоляции, значительно ухудшая ее электрические характеристики, химическую стойкость и механическую прочность.

Вода растворяется в трансформаторном масле в очень небольших количествах. Растворимость увеличивается с повышением температуры и изменяется в зависимости от химического состава масла. Увеличение содержания ароматических углеводородов значительно увеличивает растворимость воды.

Источники воды и пути её проникновения в масло:

- Атмосферная влага, проникающая в трансформатор вместе с воздухом через несовершенные системы защиты от увлажнения или через уплотнения (в случае их дефекта) под воздействием градиента давления;

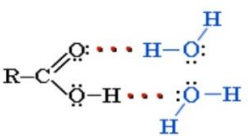
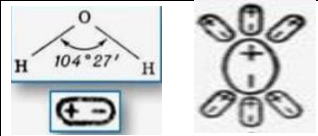

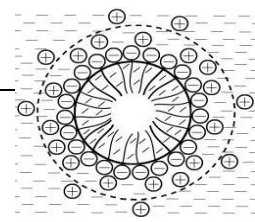
- Вода, образующаяся непосредственно в масле в результате реакций окисления углеводородов и последующей конденсации продуктов окисления (процессы старения масла);

- Вода, выделяемая в масло твердой изоляцией в результате процесса её физического старения и химической деструкции целлюлозы.

### Формы существования воды в элементах изоляционной системы

**МАСЛО:**     *связанная вода - растворённая вода - диспергированная вода — свободная вода*

Все состояния воды в этой системе, кроме связанной химически, находятся в равновесии и зависят от общего влагосодержания, температуры и концентрации примесей.

Связанная		Растворенная – истинный раствор	Диспергированная	Свободная
Химически	Физически			
Водородные связи	Силы Ван-дер-Ваальса*	Солюбилизация**	Эмульсия	Осадок
Молекулы воды образующие гидратированные комплексы с отдельными органическими соединениями посредством водородной связи	Молекулы воды связанные с поляризованными функциональными группами углеводов посредством диполь-диполь взаимодействия или входящие в адсорбционный слой коллоидных частиц	Молекулы воды расположенные между фрагментами высокомолекулярных углеводов масла	Мелкодисперсная система, образующаяся при снижении температуры масла с предельным (насыщающим) содержанием растворенной воды	Выпадающая в осадок при отстаивании масла
				

\* Межмолекулярные связи, обусловленные электростатическим взаимодействием

\*\* Солюбилизация – самопроизвольный и обратимый процесс проникновения низкомолекулярного вещества внутрь высокомолекулярного клубка полимера (глобулы).

Образование эмульсии обусловлено гидрофобность масла, которая, в свою очередь, объясняется разницей в полярности молекул воды и молекул органических веществ минерального масла.

В работающем трансформаторе при резких изменениях условий, например, при сбросе нагрузки и быстром понижении температуры, масло может оказаться перенасыщенным, что приведёт к выделению микрокапель воды и образованию эмульсии.

Эмульсия характеризуется обратимостью (способностью растворяться и образовываться вновь) и способностью к самопроизвольному диспергированию.

Эмульгированная вода склонна к осаждению на твердых включениях, имеющихся в масле.

В работающем трансформаторе происходит постоянное перераспределение влагосодержания между твердой изоляцией и маслом (в негерметизированных конструкциях еще и между маслом и воздухом) вследствие изменения температуры при изменении нагрузки и атмосферных условий.

Наличие масла не предохраняет твердую изоляцию от увлажнения. Оно просто замедляет достижение момента равновесия.

При стабильном температурном режиме наступает равновесное состояние, и тогда по влагосодержанию масла можно оценить влагосодержание твердой изоляции. В равновесном состоянии основное количество воды содержится в твердой изоляции (свыше 90%).

#### ТВЕРДАЯ ИЗОЛЯЦИЯ:

*парообразная – адсорбированная - свободная*, в виде пропитывающей жидкости

Все эти состояния воды зависят от относительной влажности над жидким диэлектриком и подчиняются законам адсорбции.

Вода в виде пара с концентрацией, равновесной концентрации растворенной воды в жидком диэлектрике при данной температуре, присутствует в электрооборудовании, имеющем газовое пространство.

Свободная пропитывающая вода может возникнуть в слоистом материале при относительной влажности более 100%, при наличии конденсата, что для работающего электрооборудования является нехарактерным.

Влагосодержание плотных пленок и компаундов намного меньше, чем бумаги, и при наличии в аппарате бумажной изоляции, интерес к нецеллюлозным материалам в плане содержания воды полностью пропадает.

Целлюлозные материалы изоляции (бумага, картон), обладая пористостью, являются типичными адсорбентами, причем полярными.

Адсорбированная форма воды в слоистом диэлектрике может быть представлена следующими состояниями:

*монослой - полимолекулярные слои - сконденсированное в капиллярах*

Физическая адсорбция протекает в два этапа: сначала образуется сравнительно прочный монослой, а далее, по мере увеличения количества адсорбата, начинается полимолекулярная адсорбция от нескольких десятков до сотен слоев. Дальнейшее насыщение влагой приводит к конденсации воды в субмикроскопических и микроскопических порах целлюлозы - к капиллярной конденсации (для бумаги это - относительная влажность выше 60%). Целлюлоза как адсорбент выполняет очень важные функции в электрическом аппарате: она играет роль очистителя масла от полярных примесей и, следовательно, от связанной воды, переводя ее из связанного в растворённое состояние.

Повышенная температура совершенно меняет состояние самого изоляционного масла и всех его жидких примесей. С повышением температуры взаимная растворимость компонентов минерального масла и примесей в нём, резко возрастает. Действие поверхностно-активных веществ снижается, они растворяются в массе изоляционного масла. Все это приводит к разрушению коллоидного состояния самого масла и дисперсных систем, образуемых примесями, в частности, водой. Изоляционная жидкость стремится перейти в состояние истинного раствора.

В работающем трансформаторе даже при постоянной нагрузке существует неравномерное распределение влаги в различных участках изоляции. Так витковая изоляция имеет меньшее влагосодержание, чем барьеры главной изоляции вследствие тенденции выравнивания парциального давления водяных паров под воздействием градиента температуры.

В случае увеличения нагрузки, под воздействием быстрого увеличения температуры увлажненной витковой изоляции, прилегающей к меди провода, давление водяных паров в ней будет вытеснять пропитывающее изоляцию масло и заполняют микрокапилляры пузырьками водяных паров.

При окружающей температуре ниже нуля, в случае отключения трансформатора от сети его температура через некоторое время сравняется с окружающей. Если при этом произошло выделение свободной воды из масла, она перейдет в лед.

#### Корреляция влагосодержания со значениями показателей эксплуатационного масла

*повышение содержания диспергированной воды*

Пробивное напряжение	Кислотное число	ВРК	Температура вспышки	Тангенс угла диэлектрических потерь	Класс чистоты	ОГС
Снижает ****	Не влияет	Повышает*	Повышает ***	повышает ***	Повышает **	Повышает*

\*, \*\*, \*\*\*, \*\*\*\* - степень влияния от незначительной к высокой.

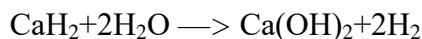
## МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ МАСЛА

Качественное определение влагосодержания в масле (эмульсионная вода) производят путем нагрева масла до 130°C. Наличие воды подтверждается, если при вспенивании трансформаторного масла не менее двух раз слышен треск.

Количественные методы определения влаги в трансформаторных маслах:

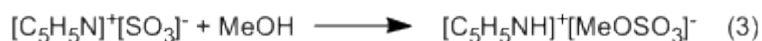
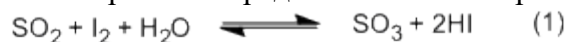
1. Методы, основанные на измерениях посредством химических реакций.

1.1 Гидридкальциевый метод стандартизированный в странах СНГ по ГОСТ 7822-75. "Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды". Чувствительность метода 10 г/т (ppm), позволяет определять растворенную и диспергированную воду (связанную не определяет). Метод основан на измерении количества выделившегося газообразного водорода в результате реакции:



1.2 Метод Карла Фишера - ГОСТ Р МЭК 60814-2013. Прямое кулонометрическое титрование.

Чувствительность 2 г/т (ppm). Титрование представляет собой трехстадийный процесс:



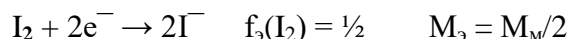
Реакция 1 - окислительно-восстановительная реакция взаимодействия диоксида серы с молекулярным йодом с участием воды в стехиометрическом количестве. Реакция 2 - выделяющейся триоксид серы образует с пиридином комплекс, который стабилизируется в присутствии метанола (или другого спирта) - реакция 3, в результате реакция 1 становится необратимой.

Для титрования каждого эквивалента воды затрачивается один эквивалент йода.

При кулонометрическом титровании йод генерируется электрохимически *in situ* в течение всей реакции.

В конце титрования избыток йода деполяризует платиновый электрод, изменяя соотношение ток/напряжение, интеграция тока останавливается.

Количество образовавшегося йода пропорционально количеству электричества, прошедшего через кулонометрическую ячейку, в соответствии с реакцией:



Согласно закону Фарадея, 1 мг воды эквивалентен 10,72 Кл.

В реакцию кулонометрического титрования вступают все формы воды, присутствующие в масле, кроме химически связанной. Метод дает завышенные результаты и применяется для оценки **общего влагосодержания** масла.

Кроме того, с компонентами реактива Фишера способны реагировать продукты окислительной деструкции масла - альдегиды и кетоны, сильные кислоты и основания; а также окислители и восстановители. Поэтому, метод неприменим для определения влагосодержания окислившихся масел.

Приборы – автоматические титраторы: СА (Япония), DL (Швеция)

2. Методы, основанные на физических свойствах дисперсионных систем.

2.1. Газовая хроматография

2.1.1. РД 34.43.107-95. Методика совместного определения общего газосодержания и общей воды (вне зависимости от ее состояния). Необходимо применение дополнительной колонки для сбора масла.

Детектор теплопроводности (ДТП), газ-носитель – гелий. Колонка длиной 2—3 м с внутренним диаметром 2—3 мм, заполнена 15% ПЭГА на Полисорбе-1. Методика основана на прямом вводе пробы масла (25-100 мкл) в испаритель хроматографа. Температура испарителя — 250-300°C, поэтому вся вода, присутствующая в масле, переходит в газообразное состояние.

2.1.2. РД 34.43.107-95. Методика ВТИ основана на предварительное воды извлечении в газовую фазу. В хроматографе с динамическим термо-вакуумным извлечением газов вода регистрируется в канале катарометра с временем выхода перед углеводородами C<sub>4</sub>. При двухканальной записи пик воды составляет четвертый пик в хроматограмме простых газов после водорода, кислорода и азота.

2.2. Фотоакустическая спектроскопия - метод получения спектров оптического излучения в веществах, находящихся в различных агрегатных состояниях с помощью акустического обнаружения. Транспорт X

2.3. ВТМ- МК - метод основан на извлечении влаги сухим газом-носителем из находящейся в десорбционной колонке точно дозированной пробы масла и последующем электролизе влаги в кулонометрической электролитической ячейке. Метод дает количественную оценку содержания растворенной и эмульгированной воды.

3. Метод измерения относительного влагонасыщения, основанный на изменении проводимости емкостного чувствительного элемента в зависимости от относительного насыщения масла. Позволяет производить измерение в потоке масла в непрерывном режиме, поэтому применяется в датчиках систем мониторинга.

## МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Влагосодержание целлюлозной изоляции в процессе эксплуатации допускается не определять, если влагосодержание масла, проба которого отобрана из трансформатора, прогретого до 60°C, не превышает 10 г/т (п.9.3 СТО 34.01-23.1-001).

1. СТО 34.01-23.1-002-2019. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОТБОРУ ПРОБ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ЦЕЛЛЮЛОЗНОЙ ИЗОЛЯЦИИ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.

Определение влагосодержания твердой изоляции трансформаторов проводится приоритетно по анализу влагосодержания заложенных в бак образцов (макетов) изоляции на аппарате АКОВ (при отсутствии макетов порядок и зоны отбора проб (образцов) целлюлозной изоляции выполняется в соответствии с рекомендациями настоящего стандарта).

1.1. Метод Дина-Старка.

Метод основан на выделении воды из специальным образом подготовленного образца твердой изоляции отгонкой с парами растворителя – Уайт-спирита в специальную мерную ловушку.

1.2. Автоматическое кулонометрическое титрование методом К.Фишера.

Методики выполнения измерения отличаются способом количественного извлечения влаги из образцов твердой изоляции: экстрагирование метанолом, высушивание в закрытом сосуде с последующим переносом выделившейся влаги потоком азота, экстрагирование анодным реактивом непосредственно в электролизной ячейке.

2. СТО 70238424.17.220.20.007- 2009. Системы и устройства диагностики состояния оборудования подстанций и ЛЭП. Приложение А. Определение влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик - емкость (С) и тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) междуобмоточной изоляции (ГОСТ 3484.3), измеренные на отключенном от сети и отсоединенном от ошиновки трансформаторе, нагретом до температуры верхнего слоя масла не менее 60°C;

- тангенс угла потерь масла ( $\text{tg}\delta_M$ ) трансформатора (ГОСТ 6581), измеренный при той же температуре. Расчет тангенса угла диэлектрических потерь твердой изоляции ( $\text{tg}\delta_T$ ):

$$\text{tg}\delta = K_T \text{tg}\delta_T + K_M \text{tg}\delta_M$$

где  $K_T$ ,  $K_M$  – коэффициенты, зависящие от конструкции изоляции конкретного трансформатора

3. С применением прибора IDAX, принцип работы которого основан на методе диэлектрической спектроскопии

## КИСЛОТНОЕ ЧИСЛО

Кислотным числом называют количество миллиграммов КОН, требующегося для нейтрализации любых кислых веществ, растворенных в 1 г трансформаторного масла.

В данном случае рассматриваются любые органические вещества способные отдавать протон при кислотно-основном взаимодействии с раствором щелочи, т.е. являющиеся кислотами Бренстеда.

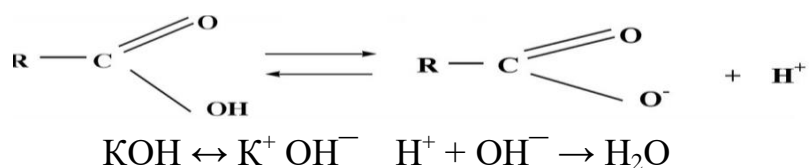
В трансформаторном масле могут присутствовать органические соединения, кислотный характера которых обусловлен функциональными группами: карбоксильной (карбоновые кислоты), сульфатная (сульфоновые кислоты), гидроксильная (оксо- и гидроксокислоты), фенольная (фенолы).

Кислотное число характеризует:

- степень очистки товарного масла;
- глубину окислительного старения эксплуатационного масла.

Свежие масла в качестве примесей могут содержать нафтеновые кислоты, эксплуатационные масла в процессе старения загрязняются продуктами окисления углеводородов, обладающими кислотными свойствами. Кислоты оказывают разрушительное действие на материалы, из которых изготовлен трансформатор (вызывают коррозию металла трансформатора, разрушают изоляцию его обмоток).

Метод определения стандартизирован в ГОСТ-5985-75 и МЭК 60296. Метод основан на реакции солеобразования экстрагированных из масла органических кислот:



Экстрагент – спирт этиловый. Индикатор – нитрозиновый желтый, растворим в воде и этаноле, в неконцентрированных щелочах и кислотах. Раствор реагирует на кислотность среды, окраска меняется от желтой (в кислой среде с рН от 0 до 6,2) к зеленой в нейтральной и сине-фиолетовой в щелочной среде с рН от 7,6 до 14. В спорных случаях применяется щелочной голубой 6Б с интервалом перехода рН = 9,4÷14,0 от фиолетовой к красной.

### Пооперационный разбор методики определения кислотного числа

Операция методики	Физико-химическое обоснование
85% этиловый спирт кипятят 5 мин с обратным холодильником (водяным или воздушным)	Образование спирто-водного азеотропа* с постоянной температурой кипения, что обеспечивает идентичность условий экстракции
Нагрев осуществляется на водяной бане	Температура кипения азеотропа 78°C. Водяная баня обеспечивает равномерность и достаточную интенсивность нагрева.
Нейтрализация горячего спирта	Удаление из экстрагента примесей кислотного характера
Кипячение пробы масла с нейтрализованным спиртом с обратным холодильником	Высокая температура уменьшает вязкость масла и увеличивает растворимость органических кислот, что обеспечивает более быстрое и полное их извлечение. В горячем спиртовом растворе диссоциация органических кислот протекает в большей степени.
Титрование горячей пробы спиртовым раствором КОН	Раствор КОН требует стандартизации перед титрованием (щелочные растворы поглощают CO <sub>2</sub> из воздуха, спирт испаряется). Титр КОН устанавливается по бифталату калия.

\*Азеотроп — смесь двух или более жидкостей, состав которой не меняется при кипении, то есть смесь с равенством составов равновесных жидкой и паровой фаз.

## СОДЕРЖАНИЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ КИСЛОТ или РЕАКЦИЯ ВОДНОЙ ВЫТЯЖКИ

Оба показателя характеризуют наличие нерастворимых в масле, но растворимых в воде, кислот и щелочей, отличаясь методикой определения.

Растворимость органических кислот в воде ухудшается с увеличением молекулярной массы. Повышение температуры способствует улучшению растворимости. Начиная с  $C_{11}$  насыщенные кислоты нерастворимы в воде даже при высокой температуре

Содержание водорастворимых кислот и щелочей свидетельствует о качестве масла.

ВРКЩ могут образовываться в процессе изготовления масла с применением кислотно-щелочной очистки или в результате окисления при его эксплуатации.

Низкомолекулярные (низкокипящие) водорастворимые органические кислоты достаточно агрессивны и способствуют развитию коррозии и старению бумажной изоляции. Водорастворимые кислоты, адсорбируясь на бумажной изоляции, с одной стороны, вследствие своей полярности, способствуют проникновению влаги, с другой, в результате своей диссоциации, катализируют процесс кислотного гидролиза целлюлозы.

Содержание водорастворимых кислот и щелочей определяется по методике, рекомендованной РД 34.43.105—89.

Метод основан на количественной экстракции кислот, осуществляемой в делительной воронке при нагревании пробы масла с водой, с последующим проведением реакции нейтрализации водной фазы.

Методика предусматривает предварительную оценку кислотности водной фазы с помощью метилового оранжевого. Раствор считается нейтральным (в пробе масла отсутствуют ВРК), если индикатор не изменил свою окраску – остался желтым.

Если проба масла не выдержала испытание – раствор окрасился в оранжевый цвет, то содержание ВРК определяется количественно.

Расчет содержания ВРК производится по количеству пошедшего на титрование водного раствора гидроксида калия. Конец титрования фиксируется по розовому окрашиванию индикатора – фенолфталеина. Результат представлен в мг КОН/г масла.

Реакция водной вытяжки определяется по ГОСТ 6307-75. Метод основан на измерении с помощью рН-метра кислотности водного раствора полученного в результате нагревания в делительной воронке пробы масла с водой.

Методика допускает индикаторную оценку кислотности водной вытяжки.

Применение обеими методиками в качестве индикатора метилового оранжевого существенно занижает критерий оценки кислотности, т.к. интервал перехода его окраски  $pH = 3,1 \div 4,4$  при допустимых значениях  $pH$  не менее 5,5. Корректно применение водного раствора нитрозинового желтого с интервалом перехода окраски  $pH = 6,2 \div 7,4$ .

Качественные товарные масла не содержат ВРК, т.к. технология производства предусматривает нейтрализацию кислотной очистки и водную отмывку готового масла. Реакция водной вытяжки нейтральная или слабощелочная с  $pH = 7,0 \div 8,0$ .

Эксплуатация масла в силовом оборудовании предусматривает непрерывную фильтрацию через силикагель, который хорошо адсорбирует низшие кислоты. Поэтому в практике лабораторного контроля браковка масла по содержанию ВРК случается редко.

## ТЕМПЕРАТУРА ВСПЫШКИ

Температура вспышки — наименьшая температура летучего конденсированного вещества, при которой пары над поверхностью вещества способны вспыхивать в воздухе под воздействием источника зажигания, однако устойчивое горение после удаления источника зажигания не возникает.

Вспышка — быстрое сгорание смеси паров летучего вещества с воздухом, сопровождающееся кратковременным видимым свечением. Вспышка происходит настолько быстро, что масло не успевает прогреться и загореться.

Температуру вспышки следует отличать как от температуры воспламенения, при которой горючее вещество способно самостоятельно гореть после прекращения действия источника зажигания, так и от температуры самовоспламенения, при которой для инициирования горения или взрыва не требуется внешний источник зажигания.

Температура вспышки товарного трансформаторного масла  $135\div 150^{\circ}\text{C}$ , температура самовоспламенения составляет  $350\div 400^{\circ}\text{C}$ .

Температура вспышки характеризует испаряемость масла, дает представление о наличии в масле более или менее летучих углеводородов. Чем легче фракция нефти, тем ниже ее температура вспышки.

При нормальной работе аппаратов и трансформаторов температура вспышки постепенно возрастает вследствие улетучивания легких фракций и увеличения вязкости.

Определение температуры вспышки производится по ГОСТ 6356-76. Сущность метода определения температуры вспышки трансформаторного масла в закрытом тигле заключается в определении самой низкой температуры горючего вещества, при которой, в условиях испытания над его поверхностью, образуется смесь паров и газов с воздухом, способная вспыхивать в воздухе от источника зажигания, но скорость их образования ещё недостаточна для последующего горения.

Приборное оборудование: ТВЗ, ТВЗ-ЛАБ-11, АТВ-20, АТВ-21

Особенности методики:

- т.к. температура вспышки связана с парциальным давлением паров, то необходимо учитывать влияние внешнего давления – внесение поправки.

Снижение температуры вспышки трансформаторного масла указывает на наличие в оборудовании дефектов, приводящих к разложению масла и образованию воспламеняющихся летучих фракций. Опыт эксплуатации позволяет констатировать, что дефекты, связанные с частичными разрядами и дефектами в контактных системах переключателей РПН трансформаторов и на шпильках выводов обмотки НН, не понижают температуру вспышки. Это объясняется тем, что растворенные в масле горючие газы, образованные вследствие дефекта в трансформаторе, незначительны по сравнению с тем количеством легких фракций, которые существуют в трансформаторном масле.

Корреляция температуры вспышки со значениями показателей эксплуатационного масла

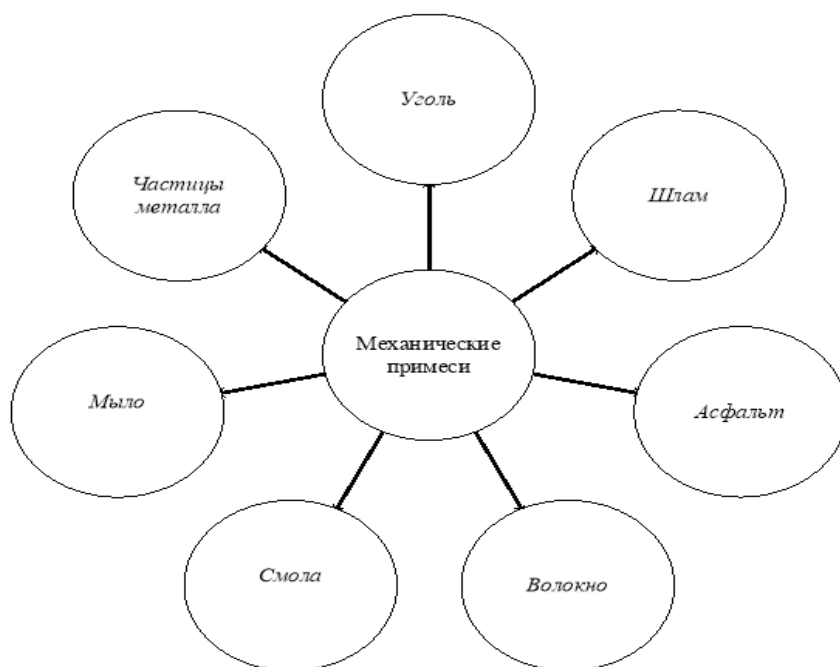
Повышение влажности масла	Снижение влажности масла	Повышение $\text{tg}\delta$	Увеличение ОГС за счет ГГ	ВРК, кислотное число, класс чистоты, пробивное напряжение
Повышает **	Снижает **	Повышает **	Снижает ***	Нет влияния

\*, \*\*, \*\*\*, \*\*\*\* - степень влияния от незначительной к высокой.

## КЛАСС ЧИСТОТЫ и СОДЕРЖАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

В зависимости от их происхождения мелкие частицы (имеющие размер до 200 мкм) в масле трансформатора можно подразделить на три вида:

- примеси, находившиеся в масле при заливке трансформатора;
- примеси, попавшие в масло с частей трансформатора, куда они были занесены при изготовлении и сборке;
- примеси, образовавшиеся в процессе эксплуатации



Механические частицы существенно влияют на электрическую прочность масла, что обусловлено:

- собственной проводимостью некоторых механических частиц (например, имеющих металлическую природу);
- электрофоретической проводимостью, вызванной адсорбцией на твердой поверхности загрязнителя воды и газов (особенно характерно для углеродистых частиц и волокон).

Кроме того, механические частицы могут выступать в качестве ядра коллоида, усиливая процессы шламообразования.

Испытание производится согласно ГОСТа 17216-2001 «Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей», позволяющий определять частицы загрязнителя такие, как твердый, жидкий или многофазный объект, в том числе микроорганизм, размерами до 200 мкм (за исключением волокон, длина которых может достигать 300 мкм).

Приборное обеспечение: АЗЖ, ГРАН, ПКЖ – оборудованы фотоэлементами, обеспечивающими автоматический подсчет частиц по ее эквивалентному диаметру. Т.е. любая форма загрязнителя приводится к сферическому виду.

Эквивалентный диаметр частицы - диаметр сферической частицы с известными свойствами, оказывающей такое же воздействие на средство измерений, что и измеряемая частица.

Особенности методики:

- пузырьки воздуха, попадающие в масло при внесении пробы в измерительную ячейку, идентифицируются как частица загрязнителя – необходимо перемешивание
- диспергированная вода завышает результаты.

## ОБЩЕЕ ГАЗСОДЕРЖАНИЕ

В масле трансформатора всегда содержится некоторое количество растворенного воздуха, который при наложении поля в результате электрострикции (изменения объема под воздействием поля) переходит в нерастворимое состояние и находится в масле в виде микроскопических пузырьков ионизированного газа.

В результате бомбардировки ионами молекул углеводородов на границе поверхности пузырек - масло может происходить разрыв связей С—Н и С—С с образованием водородного и алкильного свободных радикалов. При этом сами пузырьки приобретают электрофоретическую подвижность.

Образовавшиеся при разложении углеводородов свободные радикалы в свою очередь интенсифицируют окислительный процесс.

Молекулярный водород и углеводородные газы, образуемые в результате рекомбинации атомов водорода между собой и углеводородными радикалами, в дальнейшем можно рассматривать как вторичный источник образования микроскопических пузырьков газа, в которых протекают описанные процессы ионизации и разложения масла.

Повышенные требования к ОГС предъявляются при заливке масла в новое или прошедшее капитальный ремонт силовое оборудование с пленочной защитой.

В эксплуатации показатель ОГС служит для оценки эффективности действия пленочной и азотной защиты масла.

Определение ОГС осуществляется методом газовой хроматографии согласно СТО 56947007-29.180.010.007-2008 «Методические указания по определению содержания кислорода и азота в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии». Допускается определение по методике РД 34.43.107-95.

При обсуждении понятия газосодержания масла встает теоретический вопрос о сумме каких газов идет речь.

По методике РД 34.43.107-95 калибровка хроматографа осуществляется по воздуху в целом, которому соответствует один пик на хроматограмме. ОГС рассчитывается по высоте или площади пика.

Согласно методики СТО 56947007-29.180.010.007-2008 определяется сумма концентраций кислорода и азота, вносящих максимальный вклад в ОГС. Пренебрежение концентрацией углекислого газа аргументируется тем, что  $\text{CO}_2$  выделяется из бумажной изоляции в процессе эксплуатации трансформатора в больших количествах, чем поступает из воздуха, вследствие чего не может выступать в качестве критерия эффективности пленочной защиты.

Однако, при оценке корректности результатов ХАРГ по содержанию  $\text{CO}_2$ , необходимо учитывать возможное влияние углекислого газа воздуха, попавшего в пробу в результате некачественного пробоотбора или подготовки пробы к анализу.

## ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ ХИМИЧЕСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ

Объект анализа ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО

ГРАДАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА ПО СОВОКУПНОСТИ АНАЛИЗИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ

1 ТОВАРНОЕ (СВЕЖЕЕ) МАСЛО, подлежащие ВХОДНОМУ КОНТРОЛЮ

2 НАХОДЯЩЕЕСЯ НА ХРАНЕНИИ

3 ПРЕДНАЗНАЧЕННОЕ К ЗАЛИВКЕ

4 ПОДГОТОВЛЕННОЕ К ДОЛИВКЕ

5 ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ, подлежащие ПЕРИОДИЧЕСКОМУ КОНТРОЛЮ

6 РЕГЕНИРИРОВАННОЕ

ЗАДАЧА ХЛ	ФУКЦИЯ ХЛ	ФУНКЦИОНАЛ ПЕРСОНАЛА	ПРИМЕЧАНИЕ
КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА МАСЛА	1. ПРОВЕДЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ МАСЛО согласно утвержденным методикам 2. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА согласно процедурам ВОК	ОПЕРАТОР	ВОК – внутрилабораторный оперативный контроль
СОХРАНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА МАСЛА	1. ВЫДАЧА ЗАКЛЮЧЕНИЯ О (НЕ) СООТВЕТСТВИИ ХАРАКТЕРИСТИК МАСЛА РЕГЛАМЕНТИРУЕМЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ КАЧЕСТВА согласно требованиям НД 2. РЕКОМЕНДАЦИЯ ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ДЕЙСТВИЙ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ МАСЛА 3. ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОЦЕССОВ РЕГЕНЕРАЦИИ МАСЛА	ЭКСПЕРТ	<b>Регенерация масла</b> — это частичное или полное восстановление показателей его качества.
ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ по результатам ХАРГ	1. УСТАНОВЛЕНИЕ ДЕФЕКТА И ОЦЕНКА ДИНАМИКИ ЕГО РАЗВИТИЯ 2. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ, ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РИСКОВ 3. РЕКОМЕНДАЦИЯ ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ДЕЙСТВИЙ ПО РЕЖИМУ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ	АНАЛИТИК	

# Протокол № 1

физико-химического анализа трансформаторного масла

## 1. Характеристика объекта испытания

Тип трансформаторного масла		Эксплуатационное				
Наименование оборудования	Тип оборудования	Зав.№	Завод-изготовитель	год выпуска/ввода в экспл	Марка масла	Тип защиты масла
Силовой трансформатор	ТДТН 63000/110/35/6	6667	ПО «Трансформатор»	1973/1973	ГК	плёночный

## 2. Условия отбора пробы

Причина отбора	Дата отбора	Погодные условия		Точка отбора	НД отбора пробы
Плановый (ТР)	26.09.2019	пасмурно	$t_{\text{воздуха}} = 15^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{масла}} = 22^{\circ}\text{C}$	Основной бак	ГОСТ 6433.5
Отбор произвел: Иванов А.А.					

## 3. Результаты испытания

№	Показатель качества масла, номер стандарта на метод испытания, единицы измерения	Значение показателя качества масла по ОиН СТО 34.01-23.1-001-2017		Результат испытания	
		Ограничивающее область нормального состояния	Предельно допустимое	Предыдущий на дату 16.06.2017	Фактический
1	Внешний вид	Прозрач., от светло-желтого до коричневого цвета, без осадка, отсут. свободной воды		Желтое	желтое
2	Пробивное напряжение, кВ ГОСТ 6581-75	не менее 40	не менее 35	70	68
3	Кислотное число, мг КОН/г масла ГОСТ 5985-79	не более 0,05	не более 0,15	0,035	0,046
4	Температура вспышки в закрытом тигле, °С ГОСТ 6356-75	Снижение на 5 °С	не ниже 125	142	142
5	Влагосодержание, г/г ГОСТ 24614-81	не более 15	не более 20	8,9	9,2
6	Содержание водорастворимых кислот и щелочей, рН водной вытяжки, ГОСТ 6307-75	не менее 5,5	-	6,72	6,69
7	Содержание антиокислительной присадки ионол, %. СТО 56947007-29.180.010.008-2008	не менее 0,1	-	0,12	0,11

## 4. Заключение:

**Соответствие НД:** Показатели качества масла соответствуют эксплуатационным нормативным значениям согласно требованиям СТО 34.01-23.1-001-2017 "Объем и нормы испытания электрооборудования" п. 9.21.4 табл 31.4

**Рекомендации:** Планировать при производстве ТР в ремонтную компанию 2020 г

1. Замена адсорбента АФ.
2. Регенерация масла (без слива).
3. Введение ионола в расчетных количествах.

**Дата следующего отбора:** 2020 г перед ТР

### Предложения, замечания, особое мнение:

Плановые испытания масла проводились в объеме сокращенного анализа. Но т.к. фактическое значение кислотного числа приближается к «области риска» и существенно возросло (ухудшилось относительно предыдущего испытания), то объем анализов расширен.

Дополнительно определены содержания ВРК (рН водной вытяжки) и ионола.

Увеличение кислотного числа масла обусловлено снижением концентрации антиокислительной присадки. При сохранении динамики снижения содержания ионола окислительные процессы в масле резко усилятся (т.к. при низкой концентрации ионол выступает как инициатор окисления).

К моменту проведения следующих плановых испытаний (через 2 года в объеме полного анализа) высок риск значительного ухудшения характеристик масла по кислотному числу, поэтому мероприятия по восстановлению характеристик масла рекомендуется запланировать в ближайшую ремонтную компанию.

# Протокол № 2

## физико-химического анализа трансформаторного масла

### 1. Характеристика объекта испытания

Тип трансформаторного масла		Эксплуатационное				
Наименование оборудования	Тип оборудования	Зав.№	Завод-изготовитель	год выпуска/ввода в экспл	Марка масла	Тип защиты масла
Силовой трансформатор	ТДТН 63000/110/35/6	6667	ПО «Трансформатор»	1973/1973	ГК	пленочный

### 2. Условия отбора пробы

Причина отбора	Дата отбора	Погодные условия	Точка отбора	НД отбора пробы
Плановый	26.06.2019	ясно $t_{\text{воздуха}} = 30^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{масла}} = 52^{\circ}\text{C}$	Основной бак	ГОСТ 6433.5

Отбор произвел: Иванов А.А.

### 3. Результаты испытания

№	Показатель качества масла, номер стандарта на метод испытания, единицы измерения	Значение показателя качества масла по ОиН СТО 34.01-23.1-001-2017		Результат испытания	
		Ограничивающая область нормального состояния	Предельно допустимое	Предыдущий на дату 11.06.2017	Фактический
1	Внешний вид	Прозрач., от светло-желтого до коричневого цвета, без осадка, отсутствие свободной воды		Желтое	желтое
2	Пробивное напряжение, кВ ГОСТ 6581-75	не менее 40	не менее 35	70	68
3	Кислотное число, мг КОН/г масла ГОСТ 5985-79	не более 0,05	не более 0,15	0,021	0,020
4	Температура вспышки в закрытом тигле, °С ГОСТ 6356-75	Снижение на 5 °С	не ниже 125	142	142
5	Влагосодержание, г/т ГОСТ 24614-81	не более 15	не более 20	10,7	11,3

### 4. Заключение:

**Соответствие НД:** Показатели качества масла соответствуют эксплуатационным нормативным значениям согласно требованиям СТО 34.01-23.1-001-2017 "Объем и нормы испытания электрооборудования" п. 9.21.4 табл. 31.4

#### Рекомендации:

1. Осмотр воздухоосушительного фильтра для фиксирования окраски индикаторного силикагеля.

2. При производстве плановых ВВИ оценить влажность твердой изоляции согласно п. 9.3. СТО 34.01-23.1-001-2017 расчетным путем.

**Дата следующего отбора:** при производстве ВВИ

#### Предложения, замечания, особое мнение:

Повышенное влагосодержание масла может быть вызвано исчерпанием адсорбционной емкости силикагеля воздухоосушительного фильтра. Поэтому необходимо провести его осмотр. Цвет индикаторного силикагеля, пригодного к применению, синий. В случае розового окрашивания необходимо провести замену на подготовленный осушенный силикагель.

Плановые испытания масла проводились в объеме сокращенного анализа. Влагосодержание масла в течении 4 лет превышает 10 ppm, поэтому следующий пробоотбор должен быть совмещен с плановыми ВВИ, проводимыми на прогревом до 60°C трансформаторе, для оценки влажности твердой изоляции расчетным путем. Периодичность контроля влагосодержания твердой изоляции в процессе эксплуатации 1 раз в 6 лет.

Оценка влагосодержания твердой изоляции может быть реализована с помощью прибора IDEX

# Протокол № 3

## физико-химического анализа трансформаторного масла

### 1. Характеристика объекта испытания

Тип трансформаторного масла		Эксплуатационное				
Наименование оборудования	Тип оборудования	Зав.№	Завод-изготовитель	год выпуска/ввода в экспл	Марка масла	Тип защиты масла
Силовой трансформатор	ТДТН 63000/110/35/6	6667	ПО «Трансформатор»	1973/1973	ГК	пленочный

### 2. Условия отбора пробы

Причина отбора	Дата отбора	Погодные условия	Точка отбора	НД отбора пробы
Плановый	26.04.2019	пасмурно $t_{\text{воздуха}} = 10^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{масла}} = 32^{\circ}\text{C}$	Основной бак	ГОСТ 6433.5

Отбор произвел: Иванов А.А.

### 3. Результаты испытания

№	Показатель качества масла, номер стандарта на метод испытания, единицы измерения	Значение показателя качества масла по ОиН СТО 34.01-23.1-001-2017		Результат испытания	
		Ограничивающее область нормального состояния	Предельно допустимое	Предыдущий на дату 24.06.2017	Фактический
1	Внешний вид	Прозрач., от светло-желтого до коричневого цвета, без осадка, отсут. свободной воды		Желтое	желтое
2	Пробивное напряжение, кВ ГОСТ 6581-75	не менее 40	не менее 35	70	68
3	Кислотное число, мг КОН/г масла ГОСТ 5985-79	не более 0,05	не более 0,15	0,022	0,020
4	Температура вспышки в закрытом тигле, °С ГОСТ 6356-75	Снижение на 5 °С	не ниже 125	142	143
5	Влагосодержание, г/т ГОСТ 24614-81	не более 15	не более 20	9,2	16,8

### 4. Заключение:

**Соответствие НД:** Показатели качества масла соответствуют эксплуатационным нормативным значениям согласно требованиям СТО 34.01-23.1-001-2017 "Объем и нормы испытания электрооборудования" п. 9.21.4 табл. 31.4.

Влагосодержание масла находится в «области риска».

**Рекомендации:** повторный отбор проб

**Дата следующего отбора:**

**Предложения, замечания, особое мнение:**

При сравнение текущих результатов сокращенного анализа фиксируется необоснованное резкое увеличение влагосодержания при практически неизменных значениях пробивного напряжения и температуры вспышки, что указывает на некорректный пробоотбор (присутствие адсорбированной на внутренних стенках пробоотборника влаги) или некорректное проведение испытания.

Необходимо проверить корректность показаний влагомера с использованием стандартного образца или других рабочих проб. При наличии масла параллельной пробы (например, шприц для ХАРГ), повторить измерение влагосодержания. Исключить присутствие эмульсионной воды, сняв температурную зависимость  $\text{tg}\delta$  масла при нагреве и охлаждении 20, 40, 70, 90°C.

# Протокол № 4

## физико-химического анализа трансформаторного масла

### 1. Характеристика объекта испытания

Тип трансформаторного масла		Эксплуатационное				
Наименование оборудования	Тип оборудования	Зав.№	Завод-изготовитель	год выпуска/ввода в экспл	Марка масла	Тип защиты масла
Силовой трансформатор	ТМН-6300/35-80У1	1267	ПО «Трансформатор»	1986/1987	ГК	без спец защит

### 2. Условия отбора пробы

Причина отбора	Дата отбора	Погодные условия	Точка отбора	НД отбора пробы
Плановый	26.06.2019	ясно $t_{\text{воздуха}} = 22^{\circ}\text{C}$ $t_{\text{масла}} = 32^{\circ}\text{C}$	Основной бак	ГОСТ 6433.5
Отбор произвел: Иванов А.А.				

### 3. Результаты испытания

№	Показатель качества масла, номер стандарта на метод испытания, единицы измерения	Значение показателя качества масла по ОиН СТО 34.01-23.1-001-2017		Результат испытания	
		Ограничивающее область нормального состояния	Предельно допустимое	Предыдущий на дату 15.04.2017	Фактический
1	Внешний вид	Прозрач., от светло-желтого до коричневого цвета, без осадка, отсут. свободной воды		Желтое	Желтое
2	Пробивное напряжение, кВ ГОСТ 6581-75	-	не менее 25	42	58
3	Кислотное число, мг КОН/г масла ГОСТ 5985-79	не более 0,05	не более 0,15	0,020	0,021
4	Температура вспышки в закрытом тигле, °С ГОСТ 6356-75	Снижение на 5 °С	не ниже 125	148	141
5	Влагосодержание, г/т ГОСТ 24614-81	не более 20	не более 25	16,8	9,2

### 4. Заключение:

**Соответствие НД:** Показатели качества масла соответствуют эксплуатационным нормативным значениям согласно требованиям СТО 34.01-23.1-001-2017 "Объем и нормы испытания электрооборудования" п. 9.21.4 табл. 31.4.

Значение температуры вспышки снижено на 6°С.

**Рекомендации:** повторный отбор проб

**Дата следующего отбора:**

**Предложения, замечания, особое мнение:**

При сравнение текущих результатов сокращенного анализа фиксируется значительное уменьшение влагосодержания масла и увеличение пробивного напряжения. Предположительно снижение температуры вспышки обусловлено уменьшением количества влаги в масле.

Если трансформатор подлежит периодическому контролю ХАРГ, то убедиться в отсутствии развивающегося дефекта. В противном случае, рекомендовать отбор пробы в шприц и провести ХАРГ для проверки наличия горючих газов в масле. Или провести повторный отбор проб ФХАс через неделю для подтверждения текущей ТВ.

# Протокол № 5

## физико-химического анализа трансформаторного масла

### 1. Характеристика объекта испытания

Тип трансформаторного масла		Эксплуатационное				
Наименование оборудования	Тип оборудования	Зав.№	Завод-изготов	год выпуска/ввода в экспл	Марка масла	Тип защиты масла
Выключатель	МКП-110М-1000/630 У1	1587	Уралэлектротяжмаш	1983/1985	ГК	Без спец защиты

### 2. Условия отбора пробы

Причина отбора пробы	Дата отбора	Погодные условия	Точка отбора	НД на отбор пробы
До слива масла при КР	20.07.2019	ясно $t_{\text{воздуха}} = +23^{\circ}\text{C}$	Бак ф. А, В, С	ГОСТ 6433.5
Отбор произвел: Иванов А.А.				

### 3. Результаты испытания

№	Показатель качества масла, номер стандарта на метод испытания, единицы измерения	Значение показателя качества масла по ОиН СО 34.45-51.300-97		Результат испытания		
		ограничивающее область нормального состояния	Предельно допустимое	фаза		
				А	В	С
1	Внешний вид и цвет масла	Прозрачное., от светло-желтого до темно-коричневого цвета, без осадка, отсутствие свободной воды		соответствует		
2	Пробивное напряжение, кВ ГОСТ 6581-75	не менее 40	не менее 35	66	49	61
3	Класс чистоты, ГОСТ 17216-2001 (содержание механических примесей)	не более 13	не более 13	10	11	10
4	Влагосодержание, г/т ГОСТ 24614-81	-	-	14,5	28,2	15,3

### 4. Заключение:

**Соответствие требованиям НД:** Показатели качества масла соответствуют эксплуатационным нормативным значениям согласно требованиям СО 34.45-51.300-97 п.9.12 (табл.25.4)

**Рекомендации:**

1. ф.А, ф.С - масло пригодно к эксплуатации в выключателе 110кВ, прошедшем КР;
2. ф.В – при производстве КР масло подлежит осушке.

**Дата следующего отбора:** после заливки.

**Предложения, замечания, особое мнение:**

Т.к. испытания масла проводятся перед ремонтом со сливом масла, то определено влагосодержание для более полной оценки качества масла. Масло ф.А и ф.С имеет показатели качества, соответствующие требованиям к маслам, предназначенным к заливке в электрооборудование после его ремонта. Дополнительно масло будет проверено на соответствие после заливки.

Масло ф.С пригодно к эксплуатации в выключателе 110кВ, но имеет низкий показатель пробивного напряжения, обусловленный высоким влагосодержанием. Поэтому дана рекомендация об осушке масла перед заливкой в бак выключателя.

# Протокол № 6

## физико-химического анализа трансформаторного масла

### 1. Характеристика объекта испытания

Тип трансформаторного масла		Эксплуатационное				
Наименование оборудования	Тип оборудования	Зав. №	Завод-изготов	год выпуска/ввода в экспл	Марка масла	Тип защиты масла
Выключатель	МКП-110м-1000/630 У1	1587	Уралэлектротяжмаш	1983/1985	ГК	Без спец защиты

### 2. Условия отбора пробы

Причина отбора пробы	Дата отбора	Погодные условия	Точка отбора	НД на отбор пробы
Плановый	10.04.2019	ясно $t_{\text{воздуха}} = +10^{\circ}\text{C}$	Бак ф. А, В, С	ГОСТ 6433.5
Отбор произвел: Иванов А.А.				

### 3. Результаты испытания

№	Показатель качества масла, номер стандарта на метод испытания, единицы измерения	Значение показателя качества масла по ОиН СО 34.45-51.300-97		Результат испытания		
		ограничивающее область нормального состояния	Предельно допустимое	фаза		
				А	В	С
1	Внешний вид и цвет масла	Прозрачное., от светло-желтого до темно-коричневого цвета, без осадка, отсутствие свободной воды		соответствует		
2	Пробивное напряжение, кВ ГОСТ 6581-75	не менее 40	не менее 35	38	37	51
3	Класс чистоты, ГОСТ 17216-2001 (содержание механических примесей)	не более 13	не более 13	12	11	11
4	Влагосодержание, г/т ГОСТ 24614-81	-	-	32,2	35,4	19,3

### 4. Заключение:

**Соответствие требованиям НД:** Показатели качества масла соответствуют эксплуатационным нормативным значениям согласно требованиям СО 34.45-51.300-97 п.9.12 (табл.25.4). Показатель пробивного напряжения ф.А, В находится в «области риска».

**Рекомендации:**

1. ф.С - масло пригодно к эксплуатации в выключателе 110кВ;
2. ф.А, ф.В – произвести повторный отбор проб после слива конденсата

**Дата следующего отбора:** после слива конденсата.

**Предложения, замечания, особое мнение:**

Т.к. показатель пробивного напряжения масла находится в области риска при нормируемых значениях механических примесей, то объем испытаний расширен - определено влагосодержание. С учетом того, что отбор проб осуществлялся в период значительных колебаний среднесуточных температур, то выдвинуто предположение о недостаточном сливе конденсата, образовавшегося в выключателе после прохождения зимы.

# Megger.

## IDAX 300

### Система диагностики изоляции

IDAX 300

Система диагностики изоляции



- Быстрая и точная оценка влаги в силовых трансформаторах
- Хорошо зарекомендовавшая себя технология, приборы IDA/IDAX работают в полевых условиях более 10 лет
- Надежные результаты при любой температуре
- Автоматизированный анализ содержания влаги и проводимости масла - нажатием пальца
- Точное измерение во всей области частот, максимальная помехоустойчивость
- Выполняет проверку изоляции трансформаторов, вводов, кабелей и генераторов

#### Описание

IDAX-300 обеспечивает точную и надежную оценку состояния силовых трансформаторов, вводов, генераторов и кабелей. Система IDAX повышает эффективность технического обслуживания, обеспечивая оптимизацию нагрузки и срока службы оборудования. IDAX-300 в три раза меньше и легче своего предшественника IDAX-206, но обладает той же способностью предоставлять надежные данные. Усовершенствованное программное обеспечение позволяет проводить испытания и проще, и быстрее.

IDAX-300 измеряет емкость и потери в изоляции между витками в множестве контрольных точек области частот. Получаемая уникальная информация позволяет оценить состояние масла и твердой изоляции, и ее можно использовать для разграничения между влажностью и другими потенциальными проблемами. Измерение возможно при любой температуре.

#### Применение

Из-за старения целого поколения силовых трансформаторов сегодняшняя электроэнергетика столкнулась с серьезными проблемами, так как отказы трансформаторов, их ремонт и соответствующие затраты приводят к значительным экономическим потерям. Трансформаторы стали наиболее проблемными элементами электрических сетей. Потребность в надежных методах контроля и диагностики привела ведущих экспертов в этой области к выбору новых технологий, которые позволяют значительно увеличить надежность и оптимизировать работу каждого из элементов сети [1].

IDAX – один из самых современных приборов диагностики изоляции, основанный на методе диэлектрической спектроскопии. Этот метод анализа до настоящего времени использовался только в лабораторных условиях и IDA/IDAX – это первый прибор, который позволил реализовать данный метод в полевых условиях (1997). Прибор IDA/IDAX и использованная в нем методика подтверждена эксплуатацией в промышленности различных стран мира в последние десять лет.

Одно из самых важных применений IDAX – это определение старения или содержания влаги в изоляции трансформаторов, так как наличие влаги в изоляции значительно ускоряет процесс ее старения. Так же влага может вызывать образование пузырьков между обмотками, что приводит к аварийным отказам. IDAX обеспечивает возможность достоверной оценки содержания влаги за одно испытание. Это испытание может быть выполнено при любой температуре и занимает менее 18 минут.

Решения по ремонту и/или замене должно быть основано на знании состояния изоляции и ожидаемой нагрузки оборудования. Добавление нескольких лет к нормативному периоду эксплуатации трансформатора, генератора и кабеля за счет оптимизации условий работы (загрузки) на основе надежных диагностических данных позволит владельцу оборудования существенно сэкономить на техническом обслуживании.

Методика также может использоваться для оценки состояния и старения изоляции вводов, трансформаторов тока и выключателей. Многочисленные текущие проекты исследований в институтах и университетах по всему миру добавляют опыта и ценности для пользователей IDAX.

# МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ШЛАМА В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЛАХ

## 1. Сущность метода

Метод включает определение содержания твердого и растворенного осадка в эксплуатационных изоляционных маслах.

Твердый осадок - любое твердое вещество, не растворяющееся в маслах и в смеси равных количеств толуола, ацетона и 95 % этилового спирта после разбавления масла Н-гептаном.

Растворимый осадок - продукты окислительного старения масла или загрязняющие примеси, которые становятся нерастворимыми при разбавлении масла Н-гептаном, но растворяющиеся в упомянутой выше смеси толуола, ацетона и спирта.

Шлам – растворимые продукты глубокого старения трансформаторного масла, способные выделяться в виде осадка. Состав шлама: продукты окислительного разложения молекул масла, коллоидные образования, растворимые металлоорганические соединения, механические примеси в виде микрочастиц твердой изоляции и прочие. Таким образом, шламообразование является следствием развития и углубления суммы разнообразных процессов старения масла.