



**Трансформаторное масло как
диагностическая среда
маслонаполненного
оборудования**

СКИФ



**Кафедра «Энергетика, автоматика и
системы коммуникаций»**

Лекционный курс

Автор

Абрамов Ю.В.

Ростов-на-Дону,
2017

Аннотация

Методические материалы для лекционных курсов по дисциплинам «Диагностика и эксплуатация автоматизированных электрических сетей», «Эксплуатация оборудования электрических сетей», «Монтаж и наладка оборудования электрических сетей».

Рекомендуется для студентов очного и заочного обучения направления 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника, для повышения квалификации инженерно-технических работников, работающих в области профилактики, диагностики и мониторинга маслонаполненного оборудования.

Трансформаторное масло как диагностическая среда маслонаполненного оборудования: методические указания по изучению курса технического обслуживания устройств электроснабжения; лабораторным и контрольным работам по этой теме, а также дипломному проектированию раздела профилактики и мониторинг технического обслуживания маслонаполненного оборудования подстанций. В методических указаниях рассмотрены вопросы использования трансформаторного масла в качестве диагностической среды маслонаполненного оборудования. Представлены физико-химические показатели трансформаторного масла, их изменение в процессе эксплуатации трансформаторов, влияние на них продуктов старения конструктивных материалов трансформаторов, описаны методы выявления развивающихся дефектов с использованием хроматографического анализа растворённых в трансформаторном масле газов (ХАРГ) без отключения силовых трансформаторов от сети. Дано описание методов определения состояния бумажной изоляции: барьеров и обмоток, пропитанных трансформаторным маслом. Представлены рекомендации по выявлению развивающихся дефектов с использованием ИК – диагностики и традиционных методов измерений; представлены способы уточнения мест дефектов в конструктивных узлах.

Автор

Абрамов Юрий Викторович –

ДОЦЕНТ

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
ГЛАВА 1	5
Раздел 1. Физико-химические показатели состояния трансформаторного масла, их изменение в процессе эксплуатации силовых трансформаторов	5
Раздел 2. Методики определения и оценки характера развивающихся дефектов	7
Раздел 3. Определение характера дефекта в силовом трансформаторе по отношению концентраций пар газов.....	9
Раздел 4. Эксплуатационные факторы, способствующие росту или уменьшению концентраций растворённых газов в масле трансформаторов	11
Раздел 5. Критерий скорости нарастания газов в масле как степень опасности развивающегося дефекта для работающих трансформаторов	12
Раздел 6. Периодичность хроматографического контроля трансформаторных масел силовых трансформаторов	12
Раздел 7. Рекомендуемый порядок выполнения диагностики состояния трансформаторов по результатам ХАРГ	13
ГЛАВА 2	16
Раздел 1. Физико-химические показатели оценки состояния бумажной изоляции силовых трансформаторов в эксплуатации	16
Раздел 2. Оценка состояния бумажной изоляции обмоток.....	18
ГЛАВА 3	20
Раздел 1. Инфракрасный контроль как метод, уточняющий места развивающихся дефектов	20
Раздел 2. Уточнение конкретных мест развивающихся дефектов традиционными методами профилактических измерений	24
Приложение 1. Примеры определения состояния (диагностики) силового трансформатора по результатам ХАРГ (решение задач).....	26
Приложение 2. Примеры термограмм.....	31
Библиографический список.....	32

Введение

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов трансформаторное масло выполняет функции диэлектрика и охлаждающей среды. Но у трансформаторного масла есть еще одна важная функция - оно является диагностической средой. Большинство развивающихся дефектов, приводящих в дальнейшем к повреждению оборудования, может быть своевременно выявлено контролем состояния трансформаторного масла. Развитие таких дефектов, как локальные перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова, разряды в масле, искрение в контактных соединениях, загрязнение и увлажнение изоляции, попадание воздуха, окисление и старение самого масла и твердой изоляции в различной мере сказываются на изменении свойств трансформаторного масла. Поэтому на протяжении многолетней практики эксплуатации силовых трансформаторов применяются различные показатели состояния трансформаторного масла, расширяется их перечень, совершенствуются методы измерений. Используя метод хроматографического анализа растворённых в трансформаторном масле газов (ХАРГ) можно выявить характер повреждения, инфракрасный контроль даёт возможность определения места развивающихся дефектов, а штатные измерения конкретно уточняют точку дефекта. Таким образом не вскрывая силового трансформатора можно чётко определить необходимость, объём и затраты на ремонт или же экономическую нецелесообразность ремонта. В этом случае необходимо готовиться к замене силового трансформатора. Все эти методы могут быть применены к маслonaполненным измерительным трансформаторам и маслonaполненным вводам 110 кВ и выше с учётом того, что эти аппараты заполнены небольшими объёмами трансформаторного масла и процессы происходят несколько иначе, чем в силовых трансформаторах.

ГЛАВА 1

Раздел 1. Физико-химические показатели состояния трансформаторного масла, их изменение в процессе эксплуатации силовых трансформаторов

В практике для оценки состояния силовых трансформаторов в эксплуатации применяется значительное количество физико-химических показателей состояния трансформаторного масла. При этом наряду с показателями, имеющими многолетний опыт применения и практически повсеместно используемыми, в последнее время получили развитие новые физико-химические показатели, позволяющие оценивать изменяющееся состояние изоляции трансформаторов в процессе эксплуатации.

В соответствии с требованиями «Объем и нормы испытаний электрооборудования» в процессе эксплуатации силовых трансформаторов предусмотрено измерение ряда показателей масла. К ним относятся: пробивное напряжение, содержание механических примесей, тангенс угла диэлектрических потерь масла, температура вспышки в закрытом тигле, кислотное число, содержание водорастворимых кислот и щелочей, влагосодержание, содержание антиокислительной присадки, газосодержание масла, хроматографический анализ газов, растворенных в масле; содержание фурановых производных. Остановимся на краткой характеристике применяемых физико - химических показателей, которые используются для оценки состояния трансформаторов в эксплуатации.

Кислотное число - это количество едкого калия (KOH), выраженного в миллиграммах, которое необходимо для нейтрализации свободных кислот в 1 г масла. Данный показатель свидетельствует о содержании в трансформаторном масле любых кислых веществ. Увеличение значения кислотного числа свидетельствует об окислении масла, которое может вызывать коррозию конструктивных элементов, образование мыл с ионами металлов и развитие коллоидно-дисперсных процессов, ведущих к снижению электрической прочности масла. Кислоты из-за своей полярности могут также способствовать увеличению поглощения воды бумажной изоляцией.

Содержание водорастворимых кислот и щелочей свидетельствует о качестве масла. Они могут образовываться в процессе изготовления масла или образовываться в результате его окисления в процессе эксплуатации. Такие кислоты могут быть достаточно агрессивны и способствуют развитию коррозии и старению бумажной изоляции.

Влагосодержание как показатель состояния масла и твердой изоляции контролируется в эксплуатации. Увлажнение изоляции возможно в эксплуатации при попадании атмосферной влаги в масло из-за неисправности или отсутствия осушителей у трансформаторов со свободным дыханием, засасывания влажного воздуха или дождевой воды в масло у трансформаторов с принудительной системой охлаждения при ее негерметичности или засасывание через другие неплотности. Снижение электрической прочности масла и маслосорбционной способности изоляции в целом у трансформаторов может быть вызвано увлажнением масла и твердой изоляции как вследствие попадания атмосферной влаги в масло, так и вследствие образования воды в результате процессов старения самой изоляции, газовыделением из изоляции.

Газосодержание масла контролируется в процессе эксплуатации трансформаторов с пленочной защитой масла от окисления с целью оценки его герметичности. Повышение газосодержания (в том числе воздуха) способствует более интенсивному окислению масла и ухудшению электрической прочности изоляции активной части трансформатора.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, обладает высокой чувствительностью к развивающимся дефектам в трансформаторе, связанных с такими факторами, как электрические разряды в изоляции и локальные перегревы. Применение анализа растворенных в масле газов основано на том, что при появлении местных нагревов или электрических разрядов масло и соприкасающаяся бумажная изоляция разлагаются, а образующиеся газообразные продукты растворяются в масле.

Основные (ключевые) газы - наиболее характерные для определенного вида дефекта:

Дефекты электрического характера:

водород(H₂), - частичные разряды, искровые и дуговые разряды;

ацетилен(C₂H₂), - электрическая дуга, искровые разряды;

Дефекты термического характера:

этилен (C₂H₄), - нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600°C;

метан(CH₄), - нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур (400-600)°C или нагрев масла и бумажно-масляной изоляции, сопровождающийся разрядами;

этан(C₂H₆), - нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур (300-400)°C;

оксид и диоксид углерода(CO; CO₂) - старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции;

диоксид углерода (CO₂) - нагрев твердой изоляции.

Содержание фурановых производных является показателем, который косвенно может свидетельствовать о деструкции бумажной изоляции. Термолиз, окисление и гидролиз изоляции, вызывая частичное разрушение макромолекул целлюлозы, приводят к образованию компонентов фуранового ряда, которые выделяются в трансформаторное масло.

Следует отметить, что такие физико-химические показатели, как кислотное число, содержание водорастворимых кислот и щелочей, влагосодержание и газосодержание масла являются традиционными в практике эксплуатации силовых трансформаторов на протяжении многих лет, а различные аспекты их применения достаточно подробно описаны в многочисленной литературе. Поэтому в дальнейшем остановимся на более подробном рассмотрении применения хроматографического анализа газов, растворенных в масле, и показателей оценки состояния бумажной изоляции силовых трансформаторов в эксплуатации.

Вопросы для самопроверки:

1. Какие функции в маслонаполненном оборудовании выполняет трансформаторное масло?

2. Какие основные физико – химические показатели трансформаторного масла контролируются в процессе эксплуатации силовых трансформаторов?

3. Основные (ключевые) газы – наиболее характерные для определения вида развивающихся дефектов маслонаполненного оборудования?

Раздел 2. Методики определения и оценки характера развивающихся дефектов

Анализ существующих методик для оценки характера развивающихся дефектов (теплового или электрического характера) по результатам ХАРГ показывает, что в них имеются значительные различия, как по виду, так и по количеству используемых отношений пар газов. В табл. 1 приведены используемые отношения пар характерных газов основных существующих методик: Дорненбурга (Dornenburg's method), Мюллера (Muller's method), Роджерса (CEGB/Rogers Ratios), МЭК (IEC 60599), ВЭИ.

Таблица 1 Отношения пар характерных газов основных существующих методик ХАРГ.

Методика	Используемые отношения пар характерных газов
Дорненбурга	$\text{CH}_2/\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4, \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$
Мюллера	$\text{CH}_4/\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6, \text{CO}/\text{CO}_2, \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$
Роджерса	$\text{CH}_4/\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4, \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6, \text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$
МЭК	$\text{CH}_4/\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4, \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
ВЭИ	$\text{CH}_4/\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_4/\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4, \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$

При использовании ХАРГ для оценки состояния силовых трансформаторов, получаемые по отношению концентраций соответствующих пар газов признаки, имеют условную диагностическую ценность. Они нацелены на определение характера развивающегося дефекта (тепловой или электрический) после превышения установленных граничных концентраций хотя бы у одного углеводородного газа или водорода. (см. Таблицу 2)

В ВНИИЭ была выполнена работа по оценке вероятностей совпадения прогнозируемого характера дефекта по отношениям концентраций пар газов (по всем указанным выше методикам с учетом соответствующих критериальных значений). Фактическое подтверждение выявлено более чем у 300 трансформаторов, выведенных в ремонт. По результатам ХАРГ оказалось, что наибольшую диагностическую ценность при определении характера развивающегося дефекта имеет методика МЭК (IEC 60599), которая рекомендована к применению.

С помощью ХАРГ в силовых трансформаторах можно обнаружить две группы дефектов:

- **перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова,**
- **электрические разряды в масле.**

При этом определяются концентрации семи газов: водорода (H_2), метана (CH_4), ацетилена (C_2H_2), этилена (C_2H_4), этана (C_2H_6), оксида углерода (CO) и диоксида углерода (CO_2).

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

Группа 1. Перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова.

Основные газы: C_2H_4 - в случае нагрева масла и бумажно-масляной изоляции выше $600^{\circ}C$ или C_2H_2 - в случае перегрева масла, вызванного дуговым разрядом. Характерными газами в обоих случаях являются: H_2 , CH_4 и C_2H_6 .

Группа 2. Электрические разряды в масле. Электрические разряды в масле могут быть разрядами большой и малой мощности. При частичных разрядах основным газом является H_2 , характерными газами с малым содержанием - CH_4 и C_2H_2 . При искровых и дуговых разрядах основными газами являются

H_2 или C_2H_2 ; характерными газами с любым содержанием - CH_4 и C_2H_4 . Превышение граничных концентраций CO и CO_2 может свидетельствовать об ускоренном старении и/или увлажнении твердой изоляции. При перегревах твердой изоляции основным газом является диоксид углерода. При обнаружении ацетилена - C_2H_2 должна предприниматься детальная проверка и анализ состояния изоляции с учётом всех других признаков дефектов.

Для диагностики развивающихся дефектов в силовых трансформаторах используются следующие основные критерии:

1. критерий граничных концентраций;
2. критерий отношения пар характерных газов.
3. критерий скорости нарастания газов;

Таблица № 2. Граничные концентрации растворенных в масле газов.

Оборудование	Концентрации газов, % об.						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Трансформаторы напряжением 110-500 кВ	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005	0,05* 0,06	0,6(0,2)* 0,8(0,4)
Трансформаторы напряжением 750 кВ	0,003	0,002*	0,001	0,002	0,001	0,05	0,40
Реакторы напряжением 750 кВ	0,01	0,003	0,001	0,001	0,002	0,05	0,40

Для CO - в числителе приведено значение для трансформаторов с азотной или пленочной защитами масла, в знаменателе - для трансформаторов со свободным дыханием. Для CO_2 - в числителе приведены значения для трансформаторов со свободным дыханием при сроке эксплуатации до 10 лет, в знаменателе - свыше 10 лет. В скобках приведены те же данные для трансформаторов с пленочной или азотной защитами масла.

Вопросы для самопроверки:

1. Какие разработаны методики определения и оценки характера развивающихся дефектов?

2. Какие группы дефектов в силовых трансформаторах можно обнаружить, используя хроматографический анализ растворённых в масле газов (ХАРГ)?

3. Основные критерии диагностики развивающихся дефектов в силовых трансформаторах, используемые при проведении ХАРГ?

Раздел 3. Определение характера дефекта в силовом трансформаторе по отношению концентраций пар газов

Вид и характер развивающихся в трансформаторе дефектов определяется по отношению концентраций следующих газов: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 .

При этом рекомендуется выполнять повторные измерения при получении результатов ХАРГ, в которых концентрация хотя бы одного газа (из пяти, перечисленных выше газов) была больше соответствующего граничного значения в 1,5 раза.

Вид развивающихся в трансформаторах дефектов (тепловой или электрический) можно ориентировочно определить по отношению концентраций пар из четырех газов: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 .

Условия прогнозирования "разряда":

$$C_2H_2 / C_2H_4 \geq 0,1 \text{ (1.) и } CH_4 / H_2 \leq 0,5 \text{ (2.)}$$

Условия прогнозирования "перегрева":

$$C_2H_2 / C_2H_4 < 0,1 \text{ (3.) и } CH_4 / H_2 > 0,5 \text{ (4.)}$$

Если при этом концентрация $CO < 0,05\%$ об, то прогнозируется "перегрев масла", а если концентрация $CO > 0,05\%$ об - "перегрев твердой изоляции".

Условия прогнозирования "перегрева" и "разряда":

$$C_2H_2 / C_2H_4 \geq 0,1 \text{ (1.) и } CH_4 / H_2 > 0,5 \text{ (4.)}$$

или

$$C_2H_2 / C_2H_4 < 0,1 \text{ (1.) и } CH_4 / H_2 \leq 0,5 \text{ (2.)}$$

Характер развивающихся в трансформаторах дефектов определяется в соответствии с таблицей 3 по отношению концентраций пар из пяти газов: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 . Отношение CO_2/CO дополнительно уточняет характер дефектов, приведенных в таблице 3:

- если повреждением не затронута твердая изоляция, то

$$5 \leq CO_2/CO \leq 13; \quad (5)$$

- если повреждением затронута твердая изоляция, то

$$CO_2/CO < 5 \text{ или } CO_2/CO > 13 \quad (6)$$

При интерпретации полученных значений отношений CO_2/CO необходимо учитывать влияние эксплуатационных факторов.

Следует иметь в виду, что CO_2 и CO образуются в масле трансформаторов при нормальных рабочих температурах в результате естественного старения изоляции.

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

Таблица 3. Определение характера дефекта в трансформаторе по отношению концентраций пар газов.

№ п/п	Характер прогнозируемого дефекта	Отношение концентраций характерных газов			Типичные примеры
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
1.	Нормально	<0,1	0,1-1	≤1	Нормальное старение
2.	Частичные разряды с низкой плотностью энергии	<0,1	<0,1	≤1	Разряды в заполненных газом полостях, образовавшихся вследствие не полной пропитки или влажности изоляции.
3.	Частичные разряды с высокой плотностью энергии	0,1-3	<0,1	≤1	То же, что и в п.2, но ведет к оставлению следа или пробую твердой изоляции.
4.	Разряды малой мощности	>0,1	0,1-1	1-3	Непрерывное искрение в масле между соединениями различных потенциалов или плавающего потенциала. Пробой масла между твердыми материалами.
5.	Разряды большой мощности	0,1-3	0,1-1	≥3	Дуговые разряды; искрение; пробой масла между обмотками или катушками или между катушками на землю.
6.	Термический дефект низкой температуры (<150°C)	<0,1	0,1-1	1-3	Перегрев изолированного проводника.
7.	Термический дефект в диапазоне низких температур (150-300°C)	<0,1	≥1	<1	Местный перегрев сердечника из-за концентрации потока. Возрастание температуры "горячей точки".
8.	Термический дефект в диапазоне средних температур (300-700°C)	<0,1	≥1	1-3	То же, что и в п.7, но при дальнейшем повышении температуры "горячей точки".
9.	Термический дефект высокой температуры (>700°C)	<0,1	≥1	≥3	Горячая точка в сердечнике; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке.

Содержание CO_2 в масле зависит от срока работы трансформатора и способа защиты масла от окисления. В трансформаторах со "свободным дыханием" CO_2 может попасть в масло из воздуха приблизительно до 0,03%об.

Вопросы для самопроверки:

1. Какие виды (характерные) развивающихся дефектов выявляются при проведении ХАРГ?
2. Особенности определения вида (характера) развивающегося дефекта по содержанию CO ; CO_2 в трансформаторном масле?

Раздел 4. Эксплуатационные факторы, способствующие росту или уменьшению концентраций растворённых газов в масле трансформаторов

При анализе состава растворенных в масле газов для диагностики эксплуатационного состояния трансформаторов необходимо учитывать условия их эксплуатации за предыдущий промежуток времени и факторы, вызывающие изменения этого состава газов нормально работающих трансформаторов.

4.1 Эксплуатационные факторы, вызывающие увеличение концентрации растворенных в масле газов бездефектных трансформаторов:

- остаточные концентрации газов от устраненного дефекта во время ремонта трансформатора (если не была проведена дегазация масла),
- увеличение нагрузки трансформатора,
- перемешивание свежего масла с остатками старого, насыщенного газами, находящегося в системе охлаждения, баках РПН, расширителе и т.д.,
- доливка маслом, бывшим в эксплуатации и содержащим растворенные газы,
- проведение сварочных работ на баке,
- повреждения масляных насосов с неэкранированным статором,
- перегревы из-за дефектов системы охлаждения (засорение наружной поверхности охладителей, отключение части масляных насосов и др.),
- перегрев масла теплоэлектронагревателями при его обработке в дегазационных и других установках,
- переток газов из бака расширителя контактора РПН в бак расширителя трансформатора, имеющего РПН типа РС-3, РС-4 и т.д.
- сезонные изменения интенсивности процесса старения,
- воздействие токов короткого замыкания и др.

4.2 Эксплуатационные факторы, вызывающие уменьшение концентрации растворенных в масле газов бездефектных трансформаторов:

- продувка азотом в трансформаторах с азотной защитой масла,
- уменьшение нагрузки трансформатора,
- замена силикагеля,
- длительное отключение,
- дегазация масла,
- доливка дегазированным маслом,
- частичная или полная замена масла в баке трансформатора,
- заливка маслом под вакуумом, в том числе - частичным вакуумом,
- замена масла в маслопроводах, навесных баках, расширителе, избирателе устройств РПН и т.д.

Вопросы для самопроверки:

1. Какие эксплуатационные факторы способствуют росту концентраций растворённых газов в масле трансформаторов?
2. Какие эксплуатационные факторы способствуют уменьшению концентраций растворённых газов в масле трансформаторов?

Раздел 5. Критерий скорости нарастания газов в масле как степень опасности развивающегося дефекта для работающих трансформаторов

Изменение во времени концентрации отдельных газов в масле бездефектных трансформаторов может происходить под воздействием различных факторов, а также вследствие естественного старения изоляции.

Наличие развивающегося дефекта в трансформаторе, накладываясь на эти факторы, приводит, как правило, к заметному росту концентрации одного или нескольких газов.

1. Абсолютная скорость нарастания i -го газа определяется по формуле:

$$V_{абс\ i} = (A_{mi} - A_{(m-1)i}) / T_d \text{ (\% об/мес.)} \quad (7)$$

Где A_{mi} ; $A_{(m-1)i}$ - два последовательных измерения концентрации i -го газа, %об;

T_d - периодичность диагностики, мес.;

2. Относительная скорость нарастания i -го газа определяется по формуле:

$$V_{отн\ i} = V_{абс\ i} / A_{(m-1)i} * 100\% \text{ (\% в мес.)} \quad (8)$$

Степень опасности развития дефекта устанавливается по относительной скорости нарастания газа/газов. Если относительная скорость нарастания газа/газов превышает 10% в месяц, то это указывает на наличие быстро развивающегося дефекта в трансформаторе. В случае выявления дефекта повторные анализы следует провести через короткие промежутки времени с целью подтверждения наличия дефекта и определения скорости нарастания газов. Отбор проб масла для определения скорости нарастания газов рекомендуется проводить 1 раз в 7-10 дней в течение месяца для медленно развивающихся дефектов и через 2-3 дня - для быстро развивающихся дефектов.

Вопросы для самопроверки:

1. Что определяет степень опасности развивающегося дефекта для работающих трансформаторов?
2. Как определяется абсолютная скорость нарастания i -го газа?
3. Как определяется относительная скорость нарастания i -го газа?

Раздел 6. Периодичность хроматографического контроля трансформаторных масел силовых трансформаторов

Рекомендуется производить ХАРГ в масле силовых трансформаторов со следующей периодичностью:

- трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВА и блочные трансформаторы собственных нужд - через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес.;

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

- трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью 60 МВА и более, а также все трансформаторы 220 - 500 кВ в течение первых суток, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее - не реже 1 раз в 6 мес.

- трансформаторы напряжением 750 кВ - в течение первых суток, через 2 недели, 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.

Периодичность ХАРГ для трансформаторов с развивающимися дефектами определяется динамикой изменения концентраций газов и продолжительностью развития дефектов. Все дефекты в зависимости от продолжительности развития можно подразделить на:

мгновенно развивающиеся дефекты - продолжительность развития которых имеет порядок от долей секунды до минут,

быстро развивающиеся дефекты - продолжительность развития которых имеет порядок от часов до недель,

медленно развивающиеся дефекты - продолжительность развития которых имеет порядок от месяцев до нескольких лет.

Методом хроматографического анализа растворенных в масле газов обнаруживаются медленно развивающиеся дефекты, возможно - быстро развивающиеся дефекты и нельзя определить мгновенно развивающиеся дефекты.

В случае выявления дефекта ($A_i > A_{грi}$ и/или $V_{отнi} > 10\%$ в мес.) необходимо выполнить 2-3 повторных анализа растворенных газов (с периодичностью анализов, указанных в Разделе 5) для подтверждения вида и характера дефекта и принятия решения о дальнейшей эксплуатации трансформатора и/или выводе его из работы. Где $A_{грi}$ - граничная концентрация i -го газа, %об; A_i - измеренное значение концентрации i -го газа, %об;

Минимальное время повторного отбора пробы масла (T_{id}) для проведения анализа можно рассчитать по формуле:

$$T_{id} = \beta * M_{Ai} / V_{абci} \quad (9)$$

Где β - коэффициент кратности последовательных измерений (принимать $\beta = 5$); M_{Ai} - предел обнаружения в масле i -го газа, %об;

Предел обнаружения определяемых в масле газов (M_{Ai}) должен быть не выше:

- для водорода - 0,0005 %об.
- для метана, этилена, этана - 0,0001 %об.
- для ацетилена - 0,00005 %об.
- для оксида и диоксида углерода - 0,002 %об.

Вопросы для самопроверки:

1. Рекомендуемая периодичность хроматографического контроля трансформаторных масел силовых трансформаторов?

2. Критерии, выявленные ХАРГ, требующие повторных уточняющих анализов?

Раздел 7. Рекомендуемый порядок выполнения диагностики состояния трансформаторов по результатам ХАРГ

(Методические указания для проведения лабораторных и контрольных работ по ХАРГ)

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

7.1 Если в результате анализа $A_i < A_{грi}$ и $V_{отнi} < 10\%$ в месяц, то нет данных, указывающих на наличие развивающегося дефекта в этом трансформаторе; контроль по ХАРГ проводится по графику - один раз в 6 мес.

7.2 Если в результате анализа $A_i > A_{грi}$ и $V_{отнi} < 10\%$ в месяц, то провести повторный отбор пробы масла и хроматографический анализ растворенных в нем газов для подтверждения результатов измерения и соответственно:

Проанализировать условия предшествующей эксплуатации трансформатора с учетом факторов, влияющих на изменение концентраций газов в нормально работающих трансформаторах

По критериям отношений концентраций пар характерных газов (Раздел 3, Таблица 3) установить вид и характер дефекта.

Определить время повторного отбора пробы масла (Раздел 6, формула 9) и провести ХАРГ.

7.3 Если в результате выполнения операций по п. 7.2 скорость $V_{отнi}$ растет, то трансформатор оставить на учащенном контроле с периодичностью ХАРГ, определяемой по формуле (9).

По данным последующих результатов ХАРГ выполнить мероприятия п.п. 7.1-7.2 и определить $V_{отнi}$.

7.4 Если при выполнении анализа следующего отбора получается неравенство

$A_i > A_{грi}$ и $V_{отнi} > 10\%$ в месяц, а скорость $V_{отнi}$ продолжает увеличиваться (быстро развивающийся дефект), то планировать вывод трансформатора из работы.

7.5 Если же при выполнении анализа сохраняется неравенство $A_i > A_{грi}$, а $V_{отнi}$ остается постоянной и меньше 10% в мес., то для выяснения наличия повреждения рекомендуется провести дегазацию масла и выполнить несколько последовательных анализов.

7.6 Если после проведения дегазации концентрации газов меньше соответствующих граничных значений и не увеличиваются, то это свидетельствует об отсутствии повреждения. Такой трансформатор снимается с контроля, и дальнейшая периодичность отбора проб масла устанавливается один раз в 6 мес.

7.7 Если же после проведения дегазации масла вновь наблюдается рост концентрации растворенных газов при повторных ХАРГ со скоростью:

$V_{отнi} > 10\%$ в месяц, то следует планировать вывод трансформатора из работы;

$V_{отнi} < 10\%$ в месяц, то трансформатор остается в работе на учащенном контроле по АРГ.

7.8 Если $A_i > A_{грi}$ и $V_{отнi} \leq 0$, то следует проверить влияние эксплуатационных факторов согласно Раздела 4 и при их отсутствии можно предположить, что дефект развивается "вглубь" (выгорание контактов переключающих устройств, листов магнитопровода, металлических шпилек и т.д.). В этом случае необходимо планировать вывод трансформатора из работы.

Для РПН в навесных баках в целях определения возможного перетока газов вследствие нарушения герметичности между баками контактора и трансформатора необходимо отобрать одновременно пробу масла из баков контактора и трансформатора. Примеры решения задач по результатам ХАРГ представлены в Приложении 1.

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

Вопросы для самопроверки:

1. Какие тестирующие условия указывают на отсутствие развивающихся дефектов в силовом трансформаторе?
2. Какие тестирующие условия указывают на наличие развивающихся дефектов в силовом трансформаторе?
3. Каков порядок обработки данных ХАРГ при развивающемся дефекте?

ГЛАВА 2

Раздел 1. Физико-химические показатели оценки состояния бумажной изоляции силовых трансформаторов в эксплуатации

В процессе эксплуатации силового трансформатора целлюлозная изоляция обмоток претерпевает деградацию, обусловленную развитием процессов деструкции и дегидратации, сопровождающихся ухудшением ее физико-химических свойств. Это проявляется, в первую очередь, в снижении механической прочности, окислении и образовании пор, хемосорбции кислых продуктов, образующихся в процессе старения трансформаторного масла, а также соединений металлов переменной валентности.

Из-за достаточно сложной сетки параллельных и последовательных химических реакций, приводящих к деградации, и множественности факторов влияющих на кинетику их развития, не представляется возможным спрогнозировать с необходимой точностью степень износа изоляции обмоток путем анализа воздействий эксплуатационных факторов. Следует так же подчеркнуть, что электрическая прочность пропитанной маслом бумаги в результате ее старения существенно не изменяется, поскольку разрушенные участки целлюлозной изоляции немедленно заполняются маслом и в этой связи электрические показатели (сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции) не могут служить индикаторами старения. Оценка износа изоляции обмоток для каждого конкретного трансформатора должна включать непосредственный анализ физико-химического состояния целлюлозной изоляции и сопутствующих показателей, свидетельствующих о степени развития ее деградации. При этом необходимо иметь набор диагностических признаков, позволяющих не только объективно оценивать степень износа изоляции, но и принимать решение о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации трансформатора. Очевидно, что формирование множества диагностических признаков для оценки износа изоляции обмоток должно основываться на глубоком анализе физико-химических процессов, происходящих в целлюлозной изоляции под воздействием эксплуатационных факторов, среди которых следует выделить наиболее значимые, в смысле влияния их на скорость развития деградации. Таковыми являются: электрическое поле, температура, наличие воздуха (кислорода), наличие химически активных примесей (продуктов старения), наличие влаги.

К настоящему времени накоплен достаточно обширный фактический материал по влиянию на целлюлозу различных факторов, позволяющий выделить основные физико-химические процессы, приводящие к деградации изоляции обмоток в процессе эксплуатации силовых трансформаторов. Это:

- каталитический кислотный алкоголиз;
- термическая деструкция и дегидратация;
- гидролиз целлюлозной изоляции;
- окислительная деструкция при воздействии кислых продуктов старения масла и содержащихся в нем окислителей.

Необходимо отметить, что существенное влияние на ускорение старения целлюлозной изоляции в среде жидкого диэлектрика оказывает электрическое поле. Оно усиливает воздействие практически всех физико-химических факторов,

а также способствует адсорбции на поверхности целлюлозной изоляции продуктов старения трансформаторного масла и конструкционных материалов.

Воздействие электрического поля ускоряет и другой важный процесс деградации целлюлозы - каталитический кислотный алкоголиз при действии гидроксилсодержащих углеводов (спиртов) в присутствии низкомолекулярных органических кислот и других продуктов, образующихся в масле в процессе старения. Высокая значимость вклада этого процесса в деградацию изоляции обмоток обусловлена тем, что трансформаторное масло по своим физико-химическим характеристикам является лучшим пластификатором для целлюлозной изоляции, чем вода. Содержание в целлюлозной изоляции участков с сильным межмолекулярным взаимодействием, т.е. недоступных для масла полностью «кристаллических» областей, в общем случае, составляет не более 20% массы, и с увеличением времени эксплуатации будет уменьшаться под действием электрического поля и других эксплуатационных факторов (температуры, наличия химически активных примесей и др.).

Гидролиз целлюлозной изоляции, протекающий параллельно с процессом кислотного алкоголиза, вносит, по сравнению с ним, существенно меньший вклад в общий процесс деградации, что обусловлено, в частности, достаточно низким содержанием влаги в изоляции трансформатора при нормальной его эксплуатации.

Важным фактором старения целлюлозной изоляции является ее термолиз, вызванный повышенной температурой. Под воздействием высокой температуры (более 90 °С) в целлюлозной изоляции, помимо ускорения перечисленных выше процессов, активизируются также процессы термической деградации - деструкция и дегидратация в аморфных и мезоморфных областях с образованием фурфурола и фурановых соединений.

Наряду с указанными процессами деградации, в процессе эксплуатации происходит окислительная деструкция целлюлозной изоляции, при воздействии кислых продуктов старения масла и содержащихся в них окислителей. Этот процесс приводит к образованию в макромолекулах полимера окисленных (главным образом карбоксильных) групп и нарушениям в ее структуре. Разрушение структуры целлюлозной изоляции и образование окисленных групп приводит к хемосорбции низкомолекулярных продуктов деструкции, а также кислых продуктов старения масла, ионов меди и железа, образующихся при коррозии металлических компонентов трансформатора в процессе его эксплуатации. Следует также отметить, что указанный процесс сопровождается выделением в масло оксида и диоксида углерода, а визуальным признаком каталитической термоокислительной деструкции целлюлозной изоляции обмоток является ее темно-коричневый цвет.

Рассмотренные процессы деградации целлюлозной изоляции обмоток (каталитический кислотный алкоголиз, термическая деструкция и дегидратация, гидролиз и окислительная деструкция) являются наиболее значимыми и приводят к снижению механической прочности бумаги и образованию воды.

Вопросы для самопроверки:

1. Что понимается под деградацией целлюлозной изоляции обмоток силового трансформатора в процессе эксплуатации?
2. Какие эксплуатационные факторы оказывают наибольшее влияние на скорость деградации изоляции обмоток силовых трансформаторов?

Раздел 2. Оценка состояния бумажной изоляции обмоток

Рассмотрим два метода оценки состояния бумажной изоляции:

- по наличию фурановых соединений в масле;
- по степени полимеризации образцов изоляции.

Следует отметить, что деструкция целлюлозной изоляции в процессе эксплуатации трансформатора, может сопровождаться выделением в трансформаторное масло фурановых соединений: фурфурол, 5-гидроксиметилфурфурол, фурфуриловый спирт, 2-ацетилфуран, метилфурфурол и ряд других, основными из которых следует считать фурфурол и гидроксиметилфурфурол. При этом согласно полярности 80% фурфуrolа растворяется в изоляционном масле, а гидроксиметилфурфурол адсорбируется в

большей степени на бумажной изоляции, чем переходит в трансформаторное масло.

Допустимое значение содержания фурановых соединений (ограничивающего область нормального состояния) установлено не более 0,0015 % массы (в том числе фурфуrolа 0,001 % массы). Однако необходимо отметить, что выход этих соединений в процессе деградации изоляции не является стехиометрическим в отношении числа разрывов в «средней по массе» макромолекуле целлюлозы. Вследствие этого данный показатель не отражает реально степень деструкции целлюлозы. Наличие в масле фурановых соединений может свидетельствовать лишь о локально протекающем процессе деструкции, что не отражает динамику деградации целлюлозной изоляции. К тому же фурановые соединения являются лабильными и разлагаются в кислой среде с образованием продуктов нефуранового типа. Образующиеся фурановые соединения (при наличии в трансформаторе термосифонного фильтра) адсорбируются на силикагеле и распадаются в кислой среде, что необходимо учитывать в эксплуатации. Объективным показателем, позволяющим оценивать степень износа изоляции обмоток, является степень полимеризации, прямо характеризующая глубину ее физико-химического разрушения в процессе эксплуатации. При этом снижение степени полимеризации имеет монотонную зависимость и отражает монотонное уменьшение механической прочности изоляции, что определяет детерминированную диагностическую ценность использования данного показателя, что представлено на рисунке 1.

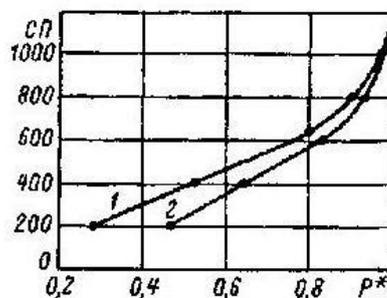


Рис.1 Связь между механической прочностью и степенью полимеризации целлюлозы.

СП – степень полимеризации;

Р* - относительная механическая прочность: 1 – кабельная бумага; 2 – электротехнический картон

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

В соответствии с директивным документом «Объем и нормы испытаний электрооборудования» для оценки состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов предусмотрено измерение степени полимеризации образцов этой изоляции. При этом указывается, что ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении значения степени полимеризации до 250 единиц. Для объективной оценки износа изоляции обмоток трансформатора необходимо проводить измерение степени полимеризации образца витковой изоляции, отобранной в одной из верхних катушек. Отбор образца витковой изоляции может быть выполнен на отключенном трансформаторе, как при капитальном ремонте, так и при осуществлении подслива масла через люки. Представительность заложенного в трансформатор образца целлюлозной изоляции, а также образцов барьерной изоляции в отношении достигнутого уровня деструкции изоляции обмоток не обеспечивается в полной мере, поскольку такие образцы расположены в баке трансформатора в условиях, не отвечающих наиболее нагретой зоне. В отношении деструкции витковой изоляции обмоток необходимо отметить, что достижение значения 250 ед. может оцениваться как не менее чем 4-кратное снижение механической прочности изоляции в сравнении с исходной. Это резко повышает риск возникновения витковых замыканий и повреждения трансформатора при возникновении механических усилий, в первую очередь при протекании сквозных токов коротких замыканий.

Значимость процесса дегидратации напрямую связана со степенью износа бумажной изоляции обмоток. Если оценка выхода воды из бумаги, имеющей степень полимеризации более 300 ед., составляет порядка 10^{-3} – 10^{-2} % массы и не оказывает существенного влияния на обеспечение работоспособности изоляции трансформатора, то при достижении значений степени полимеризации ниже 250 ед. выход воды из-за дегидратации может составлять более 6% массы, что приводит к снижению электрической прочности изоляции.

Измерения степени полимеризации для получения объективной оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов необходимо проводить посредством определения вязкостных характеристик растворов целлюлозной изоляции в кадмийэтилендиаминовом комплексе. Это позволяет обеспечить отсутствие значимых деструктивных изменений в испытуемых образцах целлюлозы, в том числе и окисленных. В то же время применение других растворителей, как правило, вызывает химическую деструкцию целлюлозы. Проведение анализа степени полимеризации изоляции путем перевода ее в эфиры может привести к завышенным значениям показателя вследствие растворения низкомолекулярной фракции и, как следствие, к ошибочным выводам.

Вопрос для самопроверки:

Какие методы оценки состояния бумажной изоляции силовых трансформаторов предусмотрены действующими нормативными документами?

ГЛАВА 3

Раздел 1. Инфракрасный контроль как метод, уточняющий места развивающихся дефектов

Внедрение приборов инфракрасной техники (ИКТ) в энергетику является одним из основных направлений развития высокоэффективной системы технической диагностики. Эта система обеспечивает выявление места, развивающегося дефекта, возможность контроля теплового состояния электрооборудования и электроустановок без вывода их из работы. Выявление и уточнение мест дефектов на ранней стадии их развития сокращает затраты на техническое обслуживание и уменьшение объемов ремонтных работ. Опыт проведения ИК - диагностики силовых трансформаторов показал, что можно выявить с ее помощью на ранней стадии следующие неисправности:

- локальные нагревы в баке трансформаторов, связанные с местным перегревом отдельных катушек обмотки;
- перегревы контактных соединений отводов обмоток;
- образование застойных зон масла, вызванных разбуханием бумажной изоляции витков, шламообразованием или конструктивными просчетами;
- возникновение магнитных полей рассеяния в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.);
- нарушение в работе охлаждающих систем (маслонасосы, фильтры, вентиляторы и т.п.) и оценка их эффективности;
- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смещения изоляции обмоток (особенно у трансформаторов с большим сроком службы);
- нагревы внутренних контактных соединений обмоток НН с выводами трансформатора;
- витковое замыкание в обмотках встроенных трансформаторов тока;
- ухудшение контактной системы некоторых исполнений РПН и т.п.

Возможности ИК - диагностики применительно к трансформаторам недостаточно изучены. Сложности заключаются в том, что:

- во-первых, тепловыделения при возникновении локальных дефектов в трансформаторе "заглушаются" естественными тепловыми потоками от обмоток и магнитопровода;
- во-вторых, работа охлаждающих устройств, способствующая ускоренной циркуляции масла, как бы сглаживает температуры, возникающие в месте дефекта.

При проведении анализа результатов ИК - диагностики необходимо учитывать конструкции трансформаторов, способ охлаждения обмоток и магнитопровода, условия и продолжительность эксплуатации, технологию изготовления и ряд других факторов. Поскольку оценка внутреннего состояния трансформатора тепловизором осуществляется путем измерения значений температур на поверхности его бака, необходимо считаться с характером теплопередачи магнитопровода и обмоток.

Кроме того, источниками тепла являются:

- массивные металлические части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки и т.п., в которых тепло выделяется за счет добавочных потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеяния;
- токоведущие части вводов, где тепло выделяется за счет потерь в токоведущей части и в переходном сопротивлении соединителя отвода обмотки;
- контакты переключателей РПН.

Примеры термограмм представлены на видео диске Приложение 2.

На этом диске представлены примеры термограмм силового трансформатора замыканием нижней консоли магнитопровода на бак, неисправностью вентиля на одном из охладителей, нагрев контакта одной из фаз РПН, отсутствие протока масла через термосифонный фильтр и т.д. На рис.1 представлен в качестве примера ориентировочный план термографической съёмки трансформатора.

Рассмотрим схемы потоков циркуляции масла и распределение температурных полей различных конструкций силовых трансформаторов.

Применительно к наиболее распространенной конструкции трансформаторов с естественной циркуляцией масла (системы охлаждения М и Д) характер изменения температуры по высоте трансформатора и в горизонтальном сечении приведен на рис.2

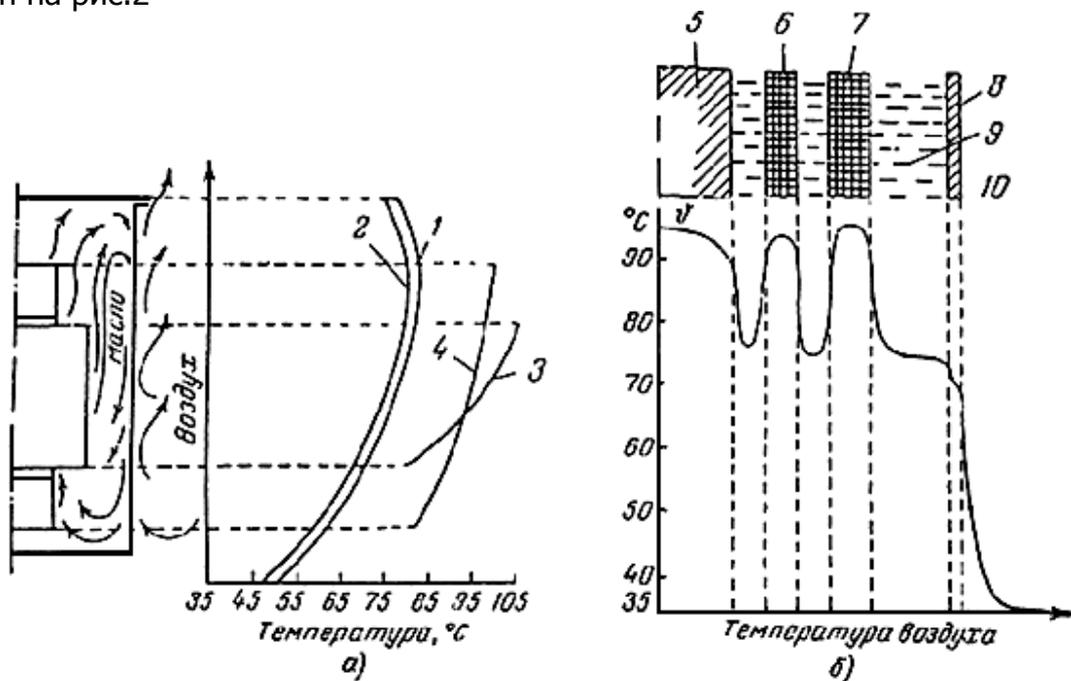


Рис.2 Изменение температуры по высоте трансформатора и в горизонтальном направлении:

а - изменения температуры по высоте; *б* - распределение температуры в горизонтальном сечении; 1 - температура масла; 2 - температура стенок бака; 3 - температура обмотки; 4 - температура магнитопровода; 5 - магнитопровод; 6 - обмотка НН; 7 - обмотка ВН; 8 - стенка бака; 9 - масло; 10 - воздух

Схемы циркуляции трансформаторного масла в силовых трансформаторах типа М, Д и ДЦ представлены на рис. 3

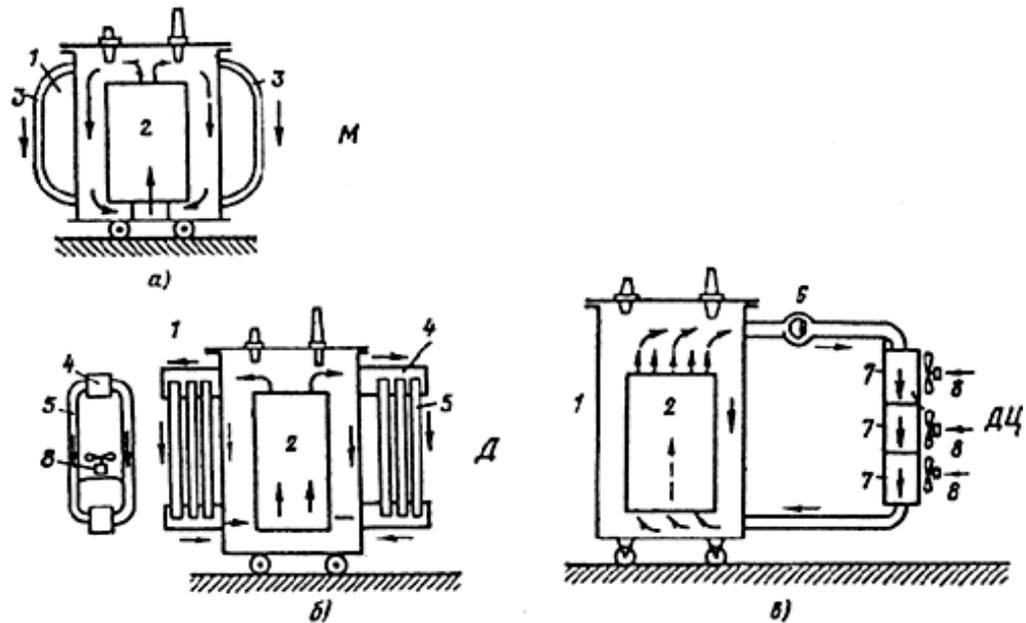


Рис. 3. Системы охлаждения трансформатора

а - типа М; *б* - типа Д; *в* - типа ДЦ;

1 - выемная часть; 2 - бак; 3 - охлаждающая поверхность; 4 - коллектор; 5 - трубки радиаторов; 6 - бессальниковый насос; 7 - радиаторы, 8 - электровентильяторы

Отвод тепловых потерь от магнитопровода и обмоток к маслу и от последнего к системе охлаждения осуществляется путем конвекции. Зоны интенсивного движения масла имеются только у поверхностей бака трансформатора, где происходит теплообмен. Остальное масло в баке трансформатора находится в относительном покое и приходит в движение при изменении нагрузки или температуры охлаждающего воздуха. В соответствии с ПТЭ температура верхних слоев масла при номинальной нагрузке должна быть не выше:

- у трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ - 75°С;
- с естественным масляным охлаждением М и охлаждением Д - 95°С;
- у трансформаторов с охлаждением Ц - 70°С (на входе в маслоохладитель).

В трансформаторах с системами охлаждения М и Д разность между максимальной и минимальной температурами по высоте трансформатора составляет 20-35 °С. Перепад температур масла по высоте бака в трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц находится в пределах 4-8 °С.

Однако, несмотря на такое выравнивание температур масла по высоте бака, теплоотдача от обмоток все же осуществляется путем естественной конвекции масла. Это означает, что температура катушек в верхней части обмоток будет значительно выше, чем в нижней. Таким образом, если в трансформаторах с естественной циркуляцией масла температура верхних слоев масла и температура в верхних каналах обмотки примерно одинаковы, то в трансформаторах с принудительной циркуляцией масла в баке будет иметь место значительный перепад между температурой масла в верхних каналах обмоток и температурой верхних слоев масла в баке. Таким образом, в трансформаторах с естественной и принудительной циркуляцией масла наиболее на

гретыми являются верхние катушки обмоток, изоляция которых стареет быстрее, чем нижних катушек. Отмечается, что при оценке нагрева масла в

трансформаторах следует считаться с возможностью застоя верхних слоев масла и его повышенных нагревов, если расстояние между крышкой бака и патрубками радиаторов или охладителей велико (больше 200-300 мм). Так, при исполнении крышки "гробиком" температура масла под верхней частью крышки может превышать температуру масла на уровне верхних патрубков охладителей примерно на 10 °С. Приведенные выше параметры температур для отдельных конструкций трансформаторов характерны для установившегося режима работы. При проведении ИК - диагностики трансформаторов необходимо считаться с тем, что постоянная времени обмоток относительно масла различных исполнений трансформаторов находится в пределах 4-7 мин, а постоянные времени всего трансформатора - в пределах 1,5-4,5 ч. Установившийся тепловой режим трансформатора по обмоткам наступает через 20-30 мин, а по маслу через 10-20 ч. С учетом рассмотренных выше температурных режимов работы трансформаторов ниже сделана попытка определить условия оценки их состояния при проведении ИК - диагностики. При снятии термограмм трансформаторов можно выявить конкретные дефекты с определением их мест расположения.

Выявление внутренних дефектов в трансформаторах путем измерения температуры на поверхности их баков является весьма трудоемкой операцией, зависит от многих факторов (конструкция обмоток, нагрузка, способ охлаждения, внешние климатические факторы, состояние поверхности трансформатора и т.п.) и позволяет выявлять неисправности лишь на поздних стадиях их развития. Существенное влияние на распределение температуры по поверхности бака трансформатора оказывают конструктивные особенности, использованные заводом-изготовителем по выравниванию потерь в обмотках трансформаторов. Неравномерность распределения этих потерь по обмотке может являться одной из причин возникновения местных перегревов, вызывающих ускоренное старение изоляции отдельных катушек или витков обмоток, а также возникновения локальных нагревов на стенках бака трансформатора (рис.4).

Снятие термограмм устройств системы охлаждения трансформаторов (дутьевые вентиляторы, маслонасосы, фильтры, радиаторы трансформаторов с естественной циркуляцией масла и т.п.) позволяет оценить их работоспособность и при необходимости принять оперативные меры к устранению неполадок. Это система охлаждения: маслонасосы, дутьевые вентиляторы, термосифонные фильтры, радиаторы, датчики температуры, а также переключающие устройства, поверхности бака трансформатора.

Локальные места нагрева бака трансформатора и их причины представлены на рис 4.

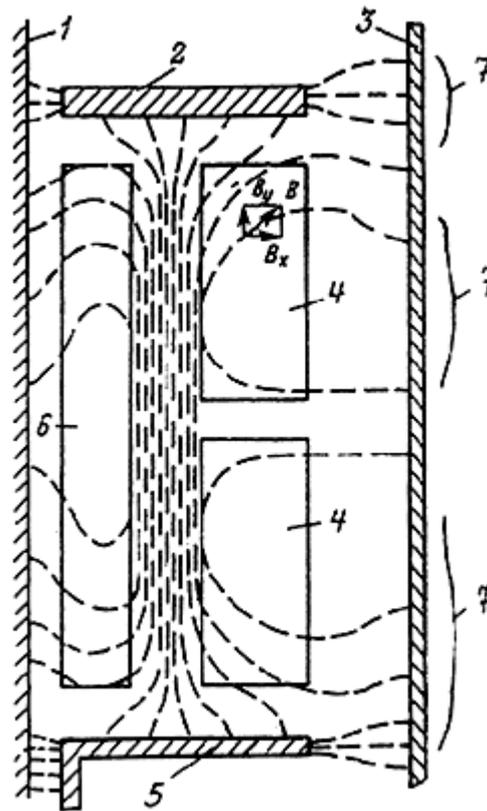


Рис.4 Картина поля рассеяния в двухобмоточном трансформаторе:

1 - магнитопровод; 2 - прессующее кольцо; 3 - стенка бака; 4 - обмотка ВН; 5 - нижняя яровая балка; 6 - обмотка НН; B_x и B_y - осевая и радиальная составляющие вектора индукции B электрического поля; 7 - локальные места нагрева бака трансформатора.

Вопросы для самопроверки:

1. Преимущества метода инфракрасного контроля маслонаполненного оборудования?
2. Какие неисправности силовых трансформаторов можно выявить и уточнить их места на ранней стадии развития дефектов?
3. Какие конструктивные особенности силовых трансформаторов необходимо учитывать при использовании ИК-контроля?
4. От каких факторов при измерении температуры на поверхности бака трансформатора зависит достоверность выявления внутренних дефектов?

Раздел 2. Уточнение конкретных мест развивающихся дефектов традиционными методами профилактических измерений

2.1 Определением потерь холостого хода силового трансформатора (опыт х.х.) можно выявить:

- Повреждения в активной части магнитопровода из-за неудовлетворительной изоляции листов электротехнической стали (замыкания между листами электротехнической стали).
- Закорачивание листов электротехнической стали где либо в магнитопроводе.

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

- Нарушение изоляции стержневых шпилек или накладок, ярмовых балок и др., когда в результате этого образуются контуры короткозамкнутых витков.

- Дефекты обмоток: «витковые» короткие замыкания, закорачивание параллельных ветвей, неправильное заземление магнитопровода.

2.3 Измерением $\tan \delta$ определяется состояние конкретных обмоток силового трансформатора.

2.2 Опытом короткого замыкания силового трансформатора определяется деформация обмоток.

2.3 Измерением омического сопротивления обмоток можно определить место дефекта контактов.

2.4 Измерением сопротивления изоляции определяются дефектные обмотки силовых трансформаторов и т.д.

Вопрос для самопроверки:

Какие традиционные методы профилактических измерений используются для уточнения мест развивающихся дефектов?

Некоторые теоретические вопросы, изложенные в данной работе, являются дискуссионными и требуют, по мнению автора обсуждения. Идея определения состояния оборудования по результатам ХАРГ с уточнением по ИК – диагностике, а далее при необходимости по традиционным методам измерений обеспечивает сокращение эксплуатационных затрат и даёт возможность без вскрытия силового трансформатора определить наличие развивающихся дефектов, их место, характер, затронутый конструктивный материал или их отсутствие. Кроме этого необходимо отметить, что рекомендуемые методы диагностического обследования в большинстве случаев не требуют вывода силового трансформатора из работы.

Приложение 1. Примеры определения состояния (диагностики) силового трансформатора по результатам ХАРГ (решение задач)

Пример № 1.

Исходные данные: В трансформаторе ТДЦГ-400000/330 при очередном анализе по графику были зарегистрированы следующие концентрации газов (%об):

1-ый анализ $CO_2=0,17$; $CO=0,02$; $CH_4=0,0045$; $C_2H_4=0,005$; C_2H_2 - отсутствует; $C_2H_6=0,002$; $H_2=0,008$. Так как концентрации каждого из газов не превышают граничные значения ($A_i < A_{грi}$), следующий анализ был проведен через 6 мес. и дал следующие результаты:

2-й анализ $CO_2=0,16$; $CO=0,02$; $CH_4=0,017$; $C_2H_4=0,05$; $C_2H_2=0,003$; $C_2H_6=0,0048$; $H_2=0,0075$. Для подтверждения результатов ХАРГ следующий анализ проведен через 6 дней. Получили следующие результаты:

3-й анализ $CO_2=0,15$; $CO=0,02$; $CH_4=0,016$; $C_2H_4=0,048$; $C_2H_2=0,003$; $C_2H_6=0,0047$; $H_2=0,01$. Третьим анализом подтверждено, что $A_i > A_{грi}$ для CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2 превышают граничные условия.

Решение задачи:

1. Составляем сравнительную таблицу концентраций газов по результатам испытаний Таблица 1.

№ анализа	CO ₂ %об	CO %об	CH ₄ %об	C ₂ H ₄ %об	C ₂ H ₂ %об	C ₂ H ₆ %об	H ₂ %об
A _{гр} (граничные концентрации)	0,8(0,4)	0,06	0,01	0,01	0,001	0,005	0,01
1.очередной	0,17	0,02	0,0045	0,005	-	0,002	0,008
2.через 6 мес.	0,16	0,02	0,017	0,05	0,003	0,0048	0,0075
3.повторный	0,15	0,02	0,016	0,048	0,003	0,0047	0,01
4.контрольный	0,15	0,02	0,18	0,051	0,0035	0,0053	0,01

Таблица 1. Сводная таблица анализов ХАРГ.

Во втором анализе выявлено увеличение граничных условий более чем 1,5 раза у следующих газов: CH₄, C₂H₄, C₂H₂.

В результате проведения 3 - го анализа получено подтверждение роста вышеуказанных газов.

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

2. Анализ условий эксплуатации за предшествующий период показал, что отсутствуют факторы, которые могли бы вызвать рост концентраций углеводородных газов (Учебное пособие, Глава 1, Раздел 4).

3. По полученным концентрациям углеводородных газов определим характер развивающегося в трансформаторе дефекта по Таблице 3, п. 9; Учебное пособие, Глава 1, Раздел 3.

$$C_2H_2 / C_2H_4 = 0,003/0,05 = 0,06 < 0,1 \quad (1.)$$

$$CH_4 / H_2 = 0,017/0,0075 = 2,26 > 1 \quad (2.)$$

$$C_2H_4 / C_2H_6 = 0,05/0,0048 = 10,4 > 3$$

На основании полученных данных прогнозируется дефект термического характера - "термический дефект высокой температуры, >700°C.

4. Определяем отношение $CO_2 / CO = 0,16/0,2 = 8$; при условии $5 \leq CO_2/CO \leq 13$; (5)

повреждением не затронута твердая изоляция и относится к группе 1 - перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова.

5. Определим минимальную периодичность следующего отбора проб масла по формуле $T_{id} = \beta * M_{Ai} / V_{абсi}$. (9)

Для этого рассчитаем величины абсолютных скоростей нарастания концентраций каждого газа:

$$V_{абсi} = (A_{mi} - A_{(m-1)}) / T_d \text{ (% об/мес.)} \quad (7)$$

$$V_{абс} (CH_4) = (0,016 - 0,017) * 30/6 = - 0,005\% \text{ об/мес.}$$

$$V_{абс} (C_2 H_4) = (0,048 - 0,05) * 30/6 = - 0,01\% \text{ об/мес.}$$

$$V_{абс} (C_2H_6) = (0,0047 - 0,0048) * 30/6 = - 0,0005\% \text{ об/мес.}$$

$$V_{абс} (H_4) = (0,01 - 0,0075) * 30/6 = 0,0125\% \text{ об/мес.}$$

Так как максимальная абсолютная скорость нарастания у водорода, то T_{id} определяем по ней:

$$T_{id} = \beta * M_{Ai} / V_{абсi} = 5 * 5 * 10^{-4} / 0,0125 = 0,2 \text{ мес. т.е. 6 дней.}$$

Где $B = 5$; $M_{Ai} = 5 * 10^{-4} \text{ %об.}$ (Глава 1, Раздел 6, Учебное пособие)

Фактически следующий отбор пробы масла и ХАРГ был проведен через 7 дней и получены следующие концентрации газов:

4-й анализ (контрольный анализ – входит в исходные данные) $CO_2=0,15$; $CO=0,02$; $CH_4=0,018$; $C_2H_4=0,051$; $C_2H_2=0,0035$; $C_2H_6=0,0053$; $H_2=0,01$. (заносим результаты анализа в Таблицу 1, Примера 1.)

6. По данным 4-го анализа в трансформаторе подтвердилось наличие быстроразвивающегося дефекта термического характера, не затрагивающего твердую изоляцию – "термический дефект высокой температуры, >700°C и относящегося к 1 группе дефектов "Перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова".

7. ИК - контролем выявлено место, развивающегося дефекта, по тепловому состоянию отвода обмотки, произведено отключение. Измерением омического сопротивления обмотки ещё раз подтверждён дефект. Трансформатор выведен в ремонт. Во время ремонта в нем было обнаружено выгорание меди отвода обмотки 330 кВ, что подтвердило правильность поставленного диагноза.

Пример № 2.

Исходные данные: В трансформаторе ТДТН-40000/110 при очередном анализе по графику были зарегистрированы следующие концентрации газов (%об):

1-ый анализ $CO_2=0,2$; $CO=0,03$; $CH_4=0,0043$; $C_2H_4=0,006$; C_2H_2 - отсутствует; $C_2H_6=0,003$; $H_2=0,007$. Так как концентрации каждого из газов не превышают граничные значения ($A_i < A_{грi}$), следующий анализ был проведен через 6 мес. и дал следующие результаты:

2-й анализ $CO_2=0,22$; $CO=0,031$; $CH_4=0,015$; $C_2H_4=0,03$; $C_2H_2=0,0028$; $C_2H_6=0,035$; $H_2=0,012$. Для подтверждения результатов ХАРГ следующий анализ проведен через 6 дней. Получили следующие результаты:

3-й анализ $CO_2=0,21$; $CO=0,032$; $CH_4=0,016$; $C_2H_4=0,031$; $C_2H_2=0,0028$; $C_2H_6=0,036$; $H_2=0,013$.

Решение задачи:

1. Составляем сравнительную таблицу концентраций газов по результатам испытаний Таблица 1.

№ анализа	CO ₂ %об	CO %об	CH ₄ %об	C ₂ H ₄ %об	C ₂ H ₂ %об	C ₂ H ₆ %об	H ₂ %об
A _{гр} (граничные концентрации)	0,8(0,4)	0,06	0,01	0,01	0,001	0,005	0,01
1.очередной	0,2	0,03	0,0043	0,006	-	0,003	0,007
2.через 6 мес.	0,22	0,031	0,015	0,03	0,0028	0,035	0,012
3.повторный	0,21	0,032	0,016	0,031	0,0028	0,036	0,013
4.контрольный	0,21	0,031	0,16	0,03	0,0028	0,036	0,012

Таблица 1. Сводная таблица анализов ХАРГ.

Во втором анализе выявлено увеличение граничных условий более чем 1,5 раза у следующих газов: CH₄, C₂H₄, C₂H₂, C₂H₆, H₂.

В результате проведения 3 - го анализа получено подтверждение роста вышеуказанных газов.

2. Анализ условий эксплуатации за предшествующий период показал, что отсутствуют факторы, которые могли бы вызвать рост концентраций углеводородных газов (Учебное пособие, Глава 1, Раздел 4).

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

3. По полученным концентрациям углеводородных газов определим характер развивающегося в трансформаторе дефекта по Таблице 3, п. 7; Учебное пособие, Глава 1, Раздел 3.

$$C_2H_2 / C_2H_4 = 0,0028/0,03 = 0,093 < 0,1 \quad (1.)$$

$$CH_4 / H_2 = 0,015/0,012 = 1,25 \geq 1 \quad (2.)$$

$$C_2H_4 / C_2H_6 = 0,03/0,0035 = 0,857 < 1$$

На основании полученных данных прогнозируется термический дефект в диапазоне низких температур (150-300°C). Местный перегрев сердечника из-за концентрации потока. Возрастание температуры "горячей точки".

4. Определяем отношение $CO_2 / CO = 0,22/0,031 = 7,1$; при условии $5 \leq CO_2/CO \leq 13$; (5)

повреждением не затронута твердая изоляция и относится к группе 1 - перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова.

5. Определим минимальную периодичность следующего отбора проб масла по формуле $T_{id} = \beta * M_{Ai} / V_{абсi}$ (9)

Для этого рассчитаем величины абсолютных скоростей нарастания концентраций каждого газа:

$$V_{абсi} = (A_{mi} - A_{(m-1)}) / T_d \text{ (% об/мес.)} \quad (7)$$

$$V_{абс} (CH_4) = (0,016 - 0,015) * 30/6 = 0,005\% \text{ об/мес.}$$

$$V_{абс} (C_2H_4) = (0,031 - 0,03) * 30/6 = 0,005\% \text{ об/мес.}$$

$$V_{абс} (C_2H_6) = (0,036 - 0,035) * 30/6 = 0,005\% \text{ об/мес.}$$

$$V_{абс} (H_2) = (0,013 - 0,012) * 30/6 = 0,005\% \text{ об/мес.}$$

Определяем относительную скорость нарастания i -го газа по формуле:

$$V_{отнi} = V_{абсi} / A_{(m-1)} * 100\% \text{ (% в мес.)} \quad (8)$$

$$\text{Для } H_2 \quad V_{отнi} (H_2) = 0,005/0,012 * 100\% = 41\%$$

$$\text{Для } CH_4 \quad V_{отнi} (CH_4) = 0,005/0,015 * 100\% = 33,3\%$$

$$\text{Для } C_2H_4 \quad V_{отнi} (C_2H_4) = 0,005/0,03 * 100\% = 16,6\%$$

$$\text{Для } C_2H_6 \quad V_{отнi} (C_2H_6) = 0,005/0,035 * 100\% = 14,29\%$$

Так как максимальная абсолютная скорость нарастания у метана, этилена, этана, то T_{id} определяем по ней:

$$T_{id} = \beta * M_{Ai} / V_{абсi} = 5 * 1 * 10^{-4} / 0,005 = 0,1 \text{ мес. т.е. 3 дня.}$$

Где $B = 5$; $M_{Ai} = 1 * 10^{-4} \text{ %об.}$ (Глава 1, Раздел 6, Учебное пособие)

Фактически следующий отбор пробы масла и ХАРГ был проведен через 3 дня и получены следующие концентрации газов:

4-й анализ (контрольный анализ – входит в исходные данные) $CO_2=0,22$; $CO=0,031$; $CH_4=0,016$; $C_2H_4=0,03$; $C_2H_2=0,0031$; $C_2H_6=0,0036$; $H_2=0,012$. (заносим результаты анализа в Таблицу 1, Примера 2.)

Энергетика, автоматика и системы коммуникаций

6. На основании полученных данных и данных 4-го анализа в трансформаторе подтверждается прогноз термического дефекта в диапазоне низких температур (150-300°C) не затрагивающий твердую изоляцию. Местный перегрев

сердечника из-за концентрации потока. Возрастание температуры "горячей точки".

7. ИК - контролем выявлен развивающийся дефект. Место, развивающегося дефекта – магнитопровод в нижней части фазы А. Вероятно возникновение магнитных полей рассеяния в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.) и учитывая что $A_i > A_{грi}$ и $V_{отнi} > 10\%$ в месяц, а скорость $V_{отнi}$ продолжает увеличиваться (быстро развивающийся дефект), то необходимо планировать вывод трансформатора из работы для выполнения ремонта.

Приложение 2. Примеры термограмм

Библиографический список

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Зарегистрировано в Минюсте РФ 22 января 2003 г. № 4145. (ПТЭЭП) (вводятся с 01.07.2003 взамен ПТЭЭП, 5-е издание)
2. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Зарегистрировано в Минюсте РФ 20 июня 2003 г. Регистрационный № 4799 (взамен РД 34.20.501-95)
3. ПУЭ Издание 01.01.12 г. с изменениями и дополнениями.
4. СО 34.45-51.300-97 Объём и нормы испытания электрооборудования. (РД 34.45-51.300-97 с изменениями 1,2 2000г., 20005 г.)
5. РД 34.46.501. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. 1978 г.
6. Алексенко Г.В., Ашрятов А.К., Фрид Е.С. Испытания высоковольтных и мощных трансформаторов и автотрансформаторов. - М.: ГЭИ, 1962.
7. Анализ повреждений силовых трансформаторов за 1989-1991 годы. - М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
8. Анализ причин технологических нарушений в работе электроустановок: Выпуск 1/93.- М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
9. Нормирование показателей для оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов. Львов М.Ю., Чичинский М.И., Львов Ю.Н., и др. Электрические станции 2002 г.
10. РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле. РАО "ЕЭС РОССИИ"