

Газообразование в трансформаторе – что делать?

В.В.Соколов,
 Научно-инженерный центр «ЗТЗ-Сервис»
 Украина, г. Запорожье, 69069, ул. Днепропетровское шоссе, 11
 З. Берлер,
 (Cutler-Hammer Predictive Diagnostics, USA)
 5421 Feltl Road, Suite 190, Minnetonka, MN 55343

Аннотация

В статье рассмотрен опыт идентификации источников газообразования в мощных силовых трансформаторах и шунтирующих реакторах. Представлена и проанализирована модель газообразования в силовом трансформаторе. Рассмотрены конкретные примеры и, более детально, опыт идентификации источников дуговых разрядов в масле с помощью измерений ЧР электрическим методом.

1. Введение

Имеется несколько типичных проблем, связанных с силовыми трансформаторами, которые требуют быстрого принятия решения. Наиболее критичной является: «Что делать, если в трансформаторе образуются газы?» Анализ растворенных газов неоспоримо является лучшим индикатором аномалий. Хорошо известные инструкции по интерпретации газов [1,2,3] дают четкие указания, как идентифицировать трансформатор с дефектом, и какой тип повреждения может иметь место. Однако такая информация приводит к возникновению другой, иногда еще более критичной проблемы: «Насколько это серьезно? Как извлечь максимальную пользу из этой информации? Что следует предпринять и каковы последствия?»

Для того чтобы решить проблему «Что делать, если трансформатор демонстрирует явные симптомы дефектов?», необходимо ответить на следующие вопросы:

- Является ли источник газообразования внутренним или внешним?
- Является ли повреждение термическим или разрядным?
- Связано ли оно с рабочим напряжением или магнитным потоком?
- С основным магнитным потоком или с потоком рассеяния?
- Что может случиться, если увеличить нагрузку?

Также, очень важно учитывать различия в скорости газообразования в различных маслах, миграцию газов между маслом и целлюлозой, необычные источники газообразования.

Целью данной статьи является представить некоторые диагностические методы и опыт идентификации серьезности выявленных дефектов, что может быть полезным при принятии решения о продолжении эксплуатации дефектного трансформатора.

2. Диагностические характеристики растворенных в масле газов

Концентрации измеряемых газов

Помимо наиболее часто измеряемых газов, таких как H₂ (водород), CH₄ (метан), C₂H₄ (этилен), C₂H₆ (этан), C₂H₂ (ацетилен), CO (оксид углерода), CO₂ (диоксид углерода), O₂ (кислород) и N₂ (азот), НИЦ «ЗТЗ-Сервис» анализирует также углеводороды C₃-C₅ при помощи капиллярной газовой хроматографии [6]. В частности, было обнаружено, что изомер C₄H₈ бутен-1 может служить в качестве ключевого газа для идентификации низкотемпературных повреждений (150-300°C). Интерпретация результатов выполняется, если концентрация газов превышает значительный (нормальный или аномальный) уровень.

Ключевые газы

H₂, C₂H₂, C₂H₄, CH₄, CO, и C₄H₈ бутен-1 используются в качестве ключевых газов для прогнозирования определенных проблем. Некоторые газы также используются для оценки наличия опасных продуктов деградации:

C₂H₄ – является симптомом перегрева выше 500°C, когда может ожидать образование частиц углерода.

C₂H₂ – для образования ацетилена необходима температура, как минимум, 800-1200°C; при этом образование растворенных газов может сопровождаться образованием пузырьков газа, а также оплавлением металла.

Ключевые отношения

Используются следующие отношения: CH₄/H₂ (оценка ЧР), C₂H₂/C₂H₄ (дуговой разряд), C₂H₄/C₂H₆ (перегрев масла), C₂H₂/C₂H₆ (электрические разряды), CO₂/CO (перегрев целлюлозы), C₂H₂/H₂ (проникновение газов в масло основного бака из бака контактора РПН), N₂/O₂ (расходование кислорода), C₄H₈/(ΣC_xH_y+H₂) (перегрев масла при температуре 150-300°C). Отношение C₂H₄/C₂H₆ также используется для расчета температуры локального перегрева с помощью эмпирического выражения [8]:

$$t^{\circ}\text{C}=322 \log(\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6) + 525 \quad (1)$$

Скорость газообразования

Кроме скорости газообразования, выраженной в мкл/л в день, учитываются соответствующие скорости в мл/час и мл/час.см². В случае предполагаемого локального перегрева скорость газообразования за день на 1 см² поверхности сопоставляется с предполагаемой температурой и возможным количеством перегретого металла при помощи уравнения [8]:

$$\log R = 14.4 - 11800/T, \quad (2)$$

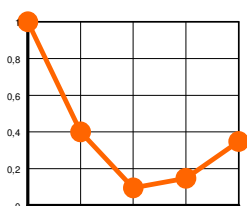
где R – скорость газообразования в мл/час на 1 см² нагретой поверхности,

T – абсолютная температура (в градусах Кельвина).

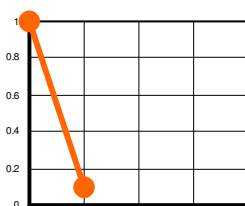
В случае искрового или дугового разряда скорость газообразования сопоставляется с предполагаемой энергией ЧР исходя из предположения, что на 1 кДж энергии в масле выделяется примерно 40-50 мл газа.

Образы дефектов

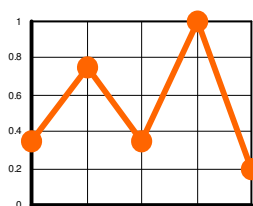
Образы характерных распределений газов, описанные в [4,8], являются очень эффективными диагностическими характеристиками. На оси абсцисс представлены анализируемые газы в последовательности: H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄ и C₂H₂, а на оси ординат – удельная концентрация каждого газа по отношению к газу, имеющему наибольшую концентрацию. Таким образом, отражается образ характерного дефекта.



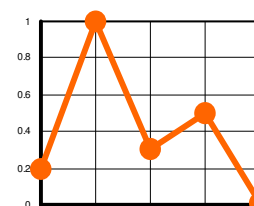
Разряды



Корона



Нагрев
>500 °C



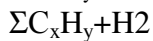
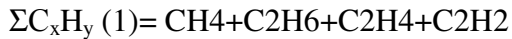
Нагрев
<500 °C

Количество образовавшихся газов

Количество газов может использоваться как мера деградации материалов, особенно целлюлозной изоляции. Например, авторы [12] считают, что необходимо обращать внимание на трансформаторы с количеством CO только более 15 литров. Авторы [4] считают опасным, свидетельствующим о деградации, следующий уровень газов: 0.2 л (CO+CO₂) на 1 килограмм нагретой витковой изоляции или 20 л на 100 кг изоляции. Важным является учитывать количество газов в трансформаторах, имеющих большой объем масла.

Общее количество растворенных горючих газов

Помимо хорошо известного показателя TDCG (Total dissolved combustible gas) – общего количества растворенных горючих газов, другие суммы газов считаются полезными диагностическими характеристиками:



3. Источники газообразования в силовом трансформаторе.

Опыт показал, что около 70% проблем силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов может быть выявлено с помощью анализов масла. В принципе все начинающиеся дефекты, которые приводят к разложению материалов, сопровождаются образованием газа. Однако, скорость газообразования при различных повреждениях различна, и в некоторых случаях анализ растворенных газов может выявить только развитый дефект или даже послеаварийное состояние.

Возможные диагностические преимущества методики анализа растворенных газов могут быть оценены на базе функциональной модели повреждений трансформаторов, предложенной рабочей группой СИГРЭ 12-18 «Управление сроком службы трансформатора» (“Life Management”), которая представлена на рис.1 в модифицированном виде.

На базе функциональной методологии, основанной на состоянии оборудования, представлены следующие типичные сценарии развития аварий [5].

Диэлектрическая система

Увлажнение/загрязнение частицами \Rightarrow Возникновение умеренных ЧР \Rightarrow Возникновение деструктивных ЧР \Rightarrow **Образование газов** \Rightarrow Прогрессирующие ЧР, **сопровожающиеся газообразованием** \Rightarrow образование треков/древовидных следов, сопровождающееся критическими, предаварийными ЧР и **интенсивным газообразованием** \Rightarrow Пробой.

Электромагнитная система

- Местный перегрев/искрение в остове, связанное с основным магнитным потоком. Короткозамкнутые контуры в остове (изолированные болты, прессующие болты, прессующие металлические кольца), как правило, приводят к **интенсивному газообразованию**.
- Местный перегрев/искрение в остове, связанное с потоком рассеяния. Дефекты, связанные с потоком рассеяния (включая короткое замыкание между параллельными проводниками обмотки) позволяют продолжить эксплуатацию трансформатора при условии ограничения нагрузки. Три механизма повреждения могут быть рекомендованы для рассмотрения:
 - Местный перегрев из-за чрезмерных потерь, вызванных вихревыми токами, который приводит к **образованию газа**, частиц углерода (нагара) и других продуктов разложения, а также износу изоляции.
 - Короткозамкнутые контуры между соседними частями в потоке рассеяния, часто при плохих контактах между ними, приводят к перегреву, искрению и дуговому разряду, а также газообразованию
 - Искрение из-за плавающего потенциала, сопровождающееся газообразованием.

Токоведущая система

Прогрессирующее увеличение сопротивления контакта приводит к прогрессирующему росту температуры, **газообразованию**, необратимому износу контактов, обугливанию и коксованию, разрыву цепи или короткому замыканию.

Механическая система

- Снижение прессовки – Нарушение геометрии обмотки \Rightarrow Появление ЧР, **сопровожающееся газообразованием** \Rightarrow Развитие ползущего разряда \Rightarrow Перекрытие, пробой.
- Нарушение геометрии обмотки + коммутационная волна \Rightarrow Перекрытие между катушками, **сопровожающееся выделением газа**.

Рис.1

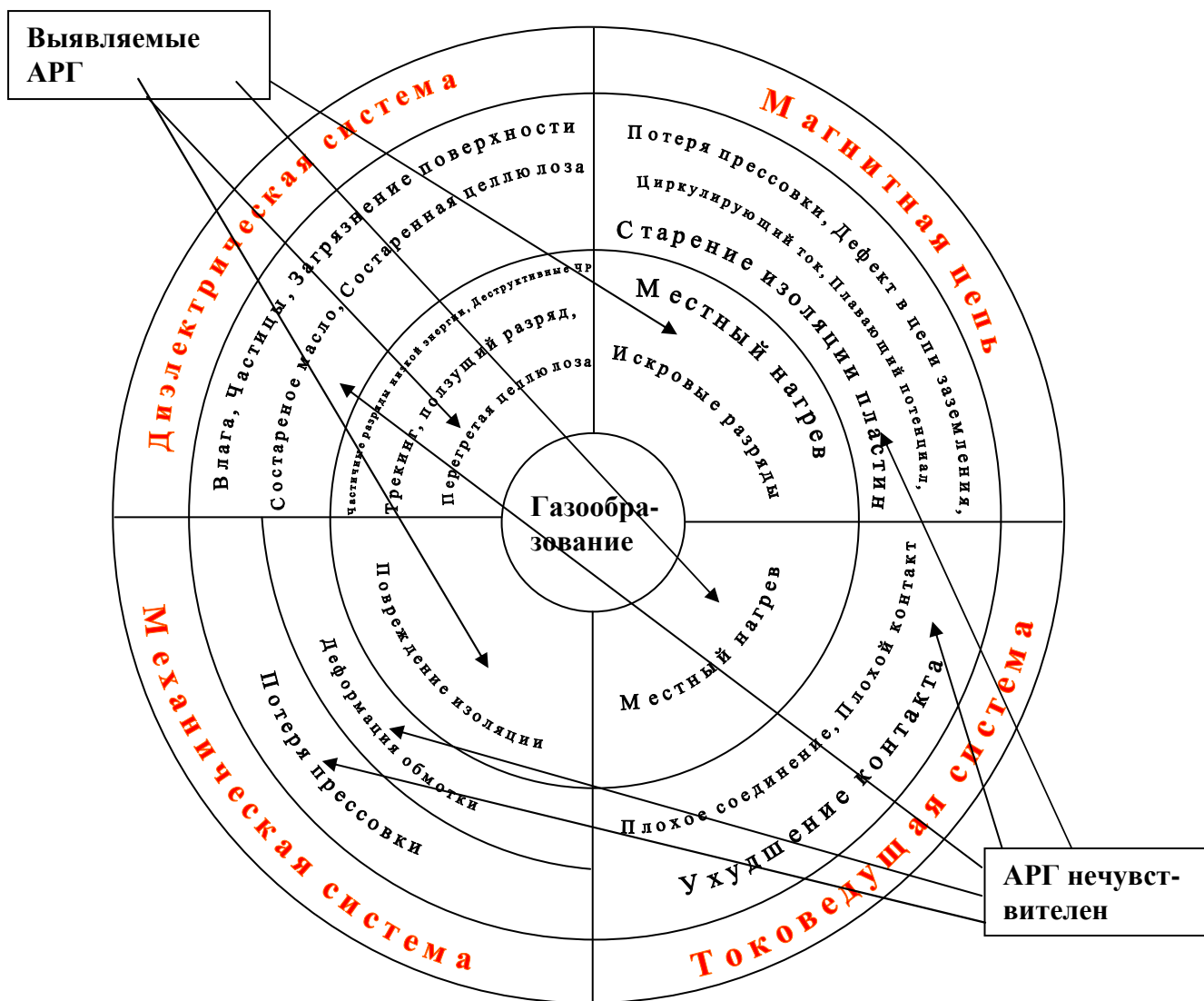


Рис.1 Модель функциональных повреждений трансформатора.
Возможность выявления типичных дефектов и повреждений методом анализа растворенных газов

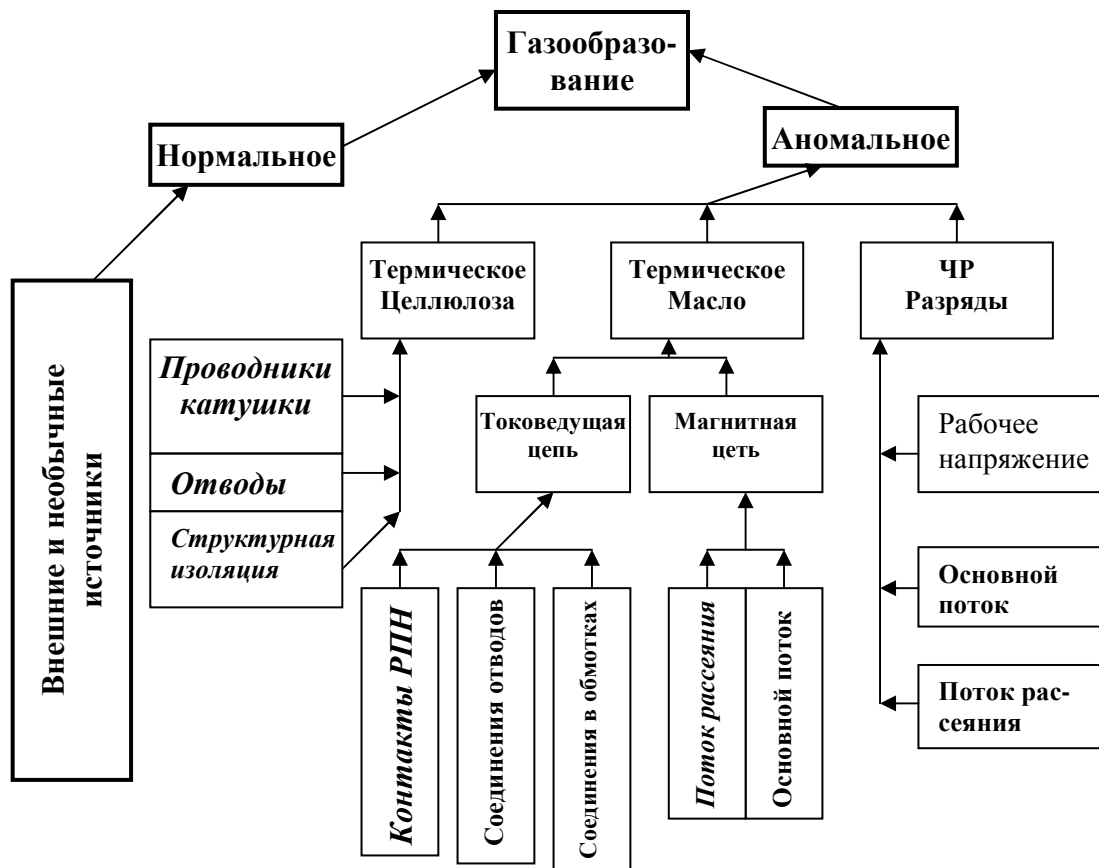


Рис.2
Модель газообразования в силовом трансформаторе

4. Что делать, если в трансформаторе образуются газы. Методологические процедуры.

Для того чтобы решить проблему «Что делать, если в трансформаторе образуются газы?» необходимо ответить на следующие вопросы:

- являются ли концентрации газов нормальными или аномальными?
- является ли источник газообразования внутренним или внешним?
- какой тип повреждения?
- связана ли проблема с термическим или электрическим дефектом, с напряжением или с магнитным потоком, с основным магнитным потоком или с потоком рассеяния?
- что может произойти при увеличении нагрузки/напряжения?

В некоторых случаях диагностическая модель газообразования в силовом трансформаторе, представленная на рис. 2, может помочь ответить на вышеуказанные вопросы.

В НИЦ «ЗТЗ-Сервис» используются следующие процедуры для идентификации проблемы газообразования трансформатора:

- Оценка диагностических характеристик анализа растворенных газов (см. раздел 2).
- Идентификация трансформатора.
- Анализ конструкции как необходимое средство в понимании характерных особенностей трансформатора.
- Идентификация условий эксплуатации.
- Идентификация масла. Оценка тенденции газовой выделению для конкретного масла (в случае необходимости).
- Оценка вероятности внешнего источника газообразования (контактор РПН, перегорание обмотки в электродвигателе насоса, перегрев масла во время его обработки, присутствие остаточного газа).

- В случае, если обнаружен дефект термического характера:
 - Проверить, не связан ли источник с токоведущей цепью (контакты РПН, присоединения отводов и т.д.). Это – наиболее опасный случай, который может привести к аварийному повреждению. Для этого могут быть использованы следующие диагностические инструменты: Анализ конструкции, Термовизионное сканирование зон расположения отводов и частей РПН, Измерение сопротивления обмоток (переходное сопротивление контактов), Влияние изменения тока на газообразование.
 - Проверить, не связан ли источник с основным магнитным потоком.
- Следующие диагностические инструменты могут быть использованы: измерение тока и потерь холостого хода, проверка коэффициента трансформации.
 - Оценить влияние нагрузки на газообразование, если источник связан с магнитным потоком рассеяния. Рассмотреть возможность проведения тепловых испытаний, являющихся мощным инструментом для предсказания поведения трансформатора.
- В случае, если обнаружен дефект разрядного характера:
 - Локализовать возможный источник газообразования с помощью измерений ЧР акустическим и электрическим методами.
 - Проверить, связана ли проблема с возникновением ЧР в изоляции обмотки посредством измерений ЧР электрическим методом; оценить влияние напряжения на интенсивность ЧР.
- Определение условий возможного продолжения эксплуатации трансформатора, например, при ограничении нагрузки. Учесть изменение скорости газообразования и образов дефектов. Рассмотреть, загрязнена ли диэлектрическая система продуктами декомпозиции: углеродными частицами, металлами, образующимися пузырьками.

5. Нормальное и аномальное газовыделение

Бездефектное состояние силового трансформатора характеризуется следующим: низкая (10-50 пК) активность ЧР; наиболее нагретая точка обмотки – ниже 105°C; наиболее нагретая точка магнитной цепи – ниже 130°C. При таких условиях в трансформаторе может практически не быть газов, свидетельствующих о дефектах.

Данные Таблицы 1 подтверждают, что в бездефектных трансформаторах во время заводских тепловых испытаний (при максимальной нагрузке) практически не происходит образования дефектных газов.

Таблица 1

Интерпретация нормального (бездефектного) состояния силового трансформатора

Нормальная скорость газообразования во время заводских тепловых испытаний			Нормальная скорость газообразования в мл/день по МЭК 60599-97
Характеристика	Критерий рабочей группы СИГРЭ 12.06 [7]	Результаты испытаний 162 бездефектных трансформаторов, средние данные после испытаний [11]	
H ₂ +CH ₄ +C ₂ H ₄ + C ₂ H ₆ +C ₂ H ₂ CO CO ₂ C ₂ H ₂ C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	< 2 мкл/л в час < 5 мкл/л в час < 20 мкл/л в час < отс < 1	0.71 мкл/л 1.59 мкл/л 8.99 мкл/л 0.06 мкл/л 1.59	H ₂ < 5 CH ₄ < 2 C ₂ H ₆ < 2 C ₂ H ₄ < 2 C ₂ H ₂ < 0.1 CO < 50 CO ₂ < 200

Нормальные значения концентраций являются допустимыми величинами, ниже которых полевой опыт не показывает выявляемых или вероятных зарождающихся дефектов. Соответственно, граничные значения концентраций для нормального трансформатора в эксплуатации являются условными или согласованными, которые соответствуют опыту различных методик (Таблица 2). НИЦ «ЗТЗ-Сервис» следует принципу, что нормальное состояние мощного силового трансформатора, имеющего объем бака более 50 м³, должно характеризоваться отсутствием C₂H₂ и концентрацией C₂H₄ < 10-20 мкл/л. Необходимо также учитывать такое необычное состояние трансформатора, при котором концентрации газов ниже допустимых, однако при этом уже существует риск аварии. Например, для блочного трансформатора 750 кВ в качестве допустимых были приняты следующие значения: ΣC_xH_y +H₂ < 50-100 мкл/л, включая отсутствие C₂H₂ и концентрацию C₂H₄ < 20 мкл/л. В результате обследования одного из трансформаторов с концентрациями ΣC_xH_y +H₂ > 100-150 мкл/л, C₂H₄=50 мкл/л и C₂H₂= 4-8 мкл/л было выявлено более 100 мест с пробоями экранов, подгарами и следами перегрева и оплавлений [6].

Таблица 2

Интерпретация нормального состояния силового трансформатора в эксплуатации

Документ	Концентрация газов в мкл/л							
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	СГГ
МЭК 60599-97 Без РПН	60- 150	540- 900	5100- 13000	40- 110	50- 90	60- 280	3-50	
СИГРЭ 15.01.	100	ΣCO+CO ₂ < 10,000		ΣC _x H _y < 500			20	
Стандарт IEEE C57,104-91	100	350	2500	120	65	50	65	720
Laborelec, Бельгия	200			ΣC _x H _y < 300				
Энергосистемы Япо- нии	400	300		100	150	10	0.5	500
		CO+CO ₂ 0.2 мг/г нагретой бумаги						
РД РАО ЕЭС 110-500 кВ	100	200	6000 1500	100	50	100	5	
РД РАО ЕЭС 750 кВ	30	200		20	20	10	5	

6. Газовыделение при рабочих нагрузках

Опыт НИЦ «ЗТЗ-Сервис» показал, что иногда повышенный уровень концентраций газов может быть связан со специфическим поведением масла под воздействием нормальной рабочей температуры. Исследования рабочей группы СИГРЭ 15.01 показало, что в некоторых маслах водород может образовываться даже при низких температурах (ниже 130°C). Возможным пояснением может быть то, что используемые в настоящее время катализаторы могут приводить к перенасыщению масел водородом. Такие масла содержат молекулы, в которых атом водорода занимает нестабильную позицию, и даже незначительный нагрев может приводить к выделению таких атомов. Также, было зафиксировано различное, но существенное образование CO и CO₂ и некоторых углеводородов при рабочей температуре трансформаторов (Таблица 3). Особое внимание необходимо уделять проблеме образования газа при нормальных тепловых воздействиях в случае подозрительного газообразования на ранней стадии эксплуатации трансформатора.

Таблица 3

Газовыделение в различных маслах под воздействием температуры

(Испытания проведены в Лаборатории испытания материалов НИЦ «ЗТЗ-Сервис»)

Тип масла	Температура, °С	Время, часы	H ₂	CH ₄	CO	CO ₂
			Концентрация, мкл/л			
ГК (Россия)	100	исходное	0	1	0	212
	120	6	5	1	41	408
	120	6	35	42	190	931
	120	6 +16	78	66	283	1772
Nytro-11GX	100	исходное	0	0	0	246
	120	6	31	0	55	413
	120	6	79	39	222	833
	120	+16	116	39	227	1068
YPF-64	100	исходное	0	0	0	297
	120	6	5	1	73	439
	120	6	31	23	282	898
	120	6 +16	31	39	298	1392
Y-3 (Technol)	100	исходное	0	0	0	547
	120	6	5	1	16.2	611
	120	6	47	1	63	1076
	120	6				
Diala Ax Shell	100	исходное	0	0	0	642
	120	6	0	1	26	797
	120	6	0	3.9	130	1471
	120	6				

7. Внешние и необычные источники газообразования.

Опыт показал следующие типичные источники, вызывающие увеличение концентрации дефектных газов:

- проникновение газов из бака контактора РПН;
- перегрев масла в процессе технологической обработки;
- десорбция газов из целлюлозной изоляции;
- перегорание обмотки маслонасоса.

Температурная миграция газов между маслом и целлюлозой может маскировать реальную картину концентрации «дефектных» газов, особенно когда трансформатор был отключен на некоторое время. Специальные исследования [16] показали, например, что целлюлоза может содержать значительное количество CO и CO₂, и изменение температуры может привести к значительному изменению соотношения CO₂/CO.

Опыт показал, что отбор пробы для анализа растворенных газов при максимальной температуре масла дает более реальную картину сформировавшихся газов.

Эффект температурного перераспределения газов

Случай №1 Шунтирующий реактор 110 МВАр, 750 кВ

Реактор с предполагаемым источником локального перегрева был испытан после 1-летнего хранения. Результаты анализа растворенных газов показали увеличенные, но не критические величины. По рекомендации НИЦ «ЗТЗ-Сервис», испытание было повторно проведено после нагрева реактора и 3-дневной выдержки при температуре 60-65°С. Было обнаружено заметное увеличение концентраций газов вследствие десорбции из целлюлозной изоляции.

Десорбция газов из целлюлозы

Температура во время отбора	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	O ₂ , %	N ₂ , %
	Концентрация, мкл/л								
20 °С (до нагрева)	Сл.	172	78	Отс.	56	923	1929	0.08	2.9
64 °С (после нагрева)	56	269	147	1.3	90	1163	2654	0.09	5.5

Таким образом, для того, чтобы получить максимально полную информацию из масла как диагностической среды, необходимо учитывать температурное перераспределение газов между маслом и твердой изоляцией.

Перегорание обмотки маслонасоса

Перегорание обмотки маслонасоса является типичным внешним источником значительного газообразования в трансформаторном масле. В Таблице 5 представлены примеры, дающие представление о спектре газов при таком виде дефекта. Очевидно, что, используя традиционные отношения газов, сложно идентифицировать тип дефекта. Иногда необычный образ дефекта может натолкнуть на тип проблемы. Имеется только один зарегистрированный случай, когда ацетилен, образовавшийся из-за поврежденного маслонасоса, ошибочно был принят за газ, образованный в результате разряда между фазами. Однако этилен и метан были ключевыми газами в случаях №1, 2 и 3.

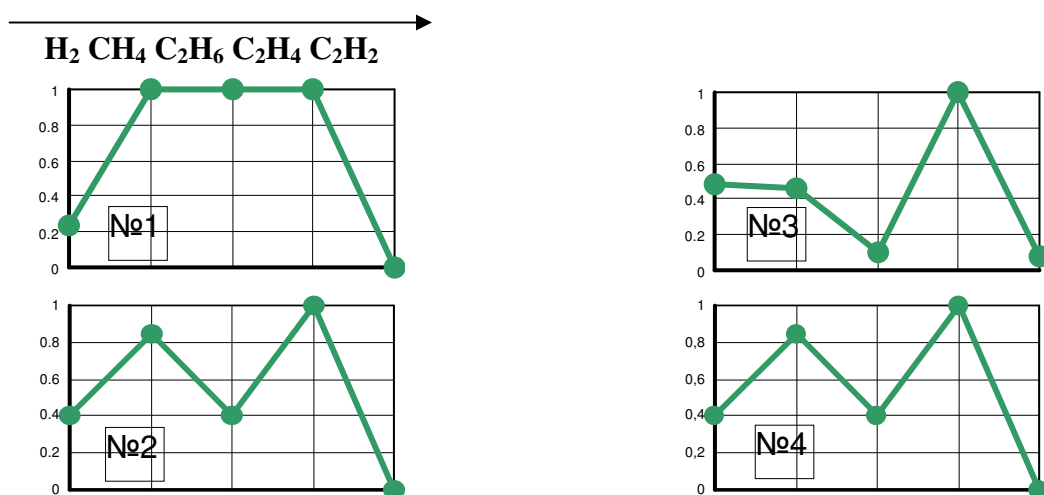


Рис. 3

Образы дефекта при перегорании обмотки маслонасоса

Таблица 5

Концентрации газов в масле, образовавшихся в результате повреждения маслонасосов

Трансформатор	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
№1. 150МВА, 400 кВ	220	1660	1880	1140	Отс.	410	2430
№2. 200 МВА, 330 кВ	100 -180	204 -360	110 -175	240-420	Отс.	60-90	350-500
№3. 125 МВА, 220/110 кВ	90 -150	360 -630	360 -630	360 -628	0.01 -0.10	170-200	2300 -2500
№4. 333 МВА, 750/330 кВ	40 -92	50-87	6.0-20	80-190	6.0-14.0	170-570	370-1400

8. Термические повреждения

8.1. Идентификация серьезности газообразования

Во время идентификации серьезности проблемы, которая вызывает локальный перегрев масла, очень важным является определить, какая цепь затронута: токоведущая или магнитная.

Это легче выполнить для трансформаторов мощностью менее 100 МВА из-за того, что в них относительно низкие потери рассеяния и, соответственно, менее вероятен перегрев. Однако некоторые меры являются обязательными – проверка состояния контактных соединений отводов, контактов РПН и других соединений, которые могут привести к разрыву цепи и аварийному повреждению. Измерения сопротивлений обмоток и переходных сопротивлений обычно являются наиболее подходящими методами.

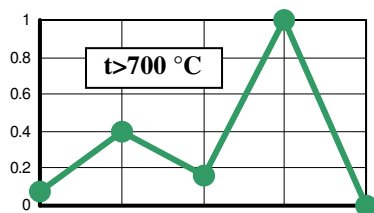
Случай №2. Газообразование в трансформаторе, вызванное опасными перегревами контактных подсоединений отводов.

Трансформатор собственных нужд блока 1000 МВт атомной станции мощностью 63 МВА 24/6.3/6.3 кВ 1515.5/2887/2887 А находился в эксплуатации с 1984 года. В декабре 1997 года по результатам анализа растворенных газов наблюдались явные признаки термической декомпозиции (6). Предполагался локальный перегрев масла при температуре выше 700°C. Скорость газообразования оценивалась в 239 мкл/л в день или 590 мл/день. НИЦ «ЗТЗ-Сервис» предложил проверить влияние нагрузки на газообразование. После снижения нагрузки газообразование практически прекратилось. Предполагалось, что проблема связана с плохим контактом в токоведущей цепи. Было предложено измерить сопротивление обмоток для идентификации проблемы. Трансформатор был оставлен в эксплуатации на последующие две недели до запланированного отключения. Испытания обмотки НН2 показали увеличение контактного сопротивления на фазе «б» на 212 мкОм. Эксплуатационный ток в 1440 А в месте контакта мог создать местный «нагреватель» мощностью 440 Вт. Ревизия выявила сильный перегрев контактного подсоединения отводов обмотки НН2.

Таблица 6

Результаты анализа растворенных газов для трансформатора 63 МВА, мкл/л

Время проведения испытания	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	C ₃ H ₆ +C ₃ H ₈	ΣC _x H _y (C1-C3)
Обнаружена проблема	78	259	<0.1	640	117	219	1827	276	1292
Спустя 3 дня	64	347	1.4	883	147	266	2402	610	1988
После снижения нагрузки	37	247	<1	798	35	190	1837	644	1724



Обмотка	Сопротивление, $\mu\Omega$			Разница между фазами
	a-b	b-c	c-a	
НН1	2582	2626	2610	1.7 %
НН2	2992	2840	2780	7.6% или 212 мкОм

Рис.4

Образ дефекта в трансформаторе 63 МВА

8.2. Продолжение эксплуатации трансформатора на основании тепловых испытания, проведенных в полевых условиях

Опыт показывает, что временное увеличение нагрузки в течении 8-12 часов может быть эффективным средством определения серьезности местного перегрева, связанного с магнитным потоком рассеяния.

Случай №3. Выбор возможного уровня нагрузки для продолжения эксплуатации.

Автотрансформатор 250 МВА, 330/150 кВ после 20 лет эксплуатации показал симптомы перегрева масла. Предполагался местный перегрев масла при температуре около 800°C (см. рис.5, табл.7). На основании результатов испытательной программы, которая включала проверку состояния маслонасосов, отводов и контактов РПН, а также возможных контуров, связанных с основным магнитным потоком, было определено, что проблема связана с магнитным потоком

рассеяния. Было предложено провести тепловые испытания для определения эксплуатационной пригодности автотрансформатора. Нагрузка была увеличена с 60% до 100% в течение 8 часов. Увеличение нагрузки привело (табл.7) к росту газообразования до 4100 мл/час и появлению ацетилена. Автотрансформатор был оставлен в эксплуатации с ограничением нагрузки.

Таблица 7
Газообразование во время тепловых испытаний

Нагрузка	Концентрации газов, мкл/л							
	CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	ΣC _x H _y
60 % от номинальной	1329	152	695	1274	2820	Сл.	297	4391
Номинальная	1298	127	534	1518	3034	33	354	4939

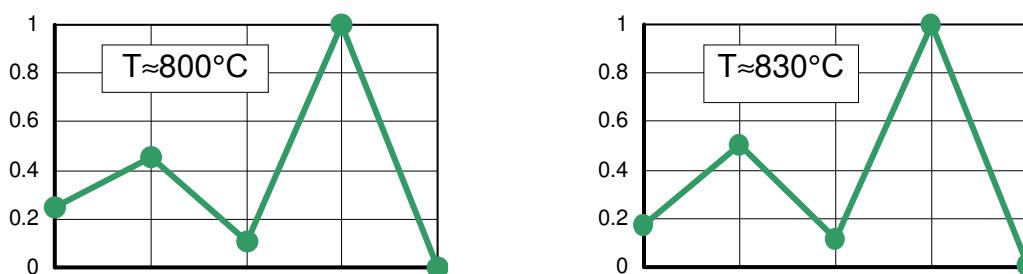


Рис. 5

Образ дефекта до и после тепловых испытаний

9. Идентификация искрения и дугового разряда в масле

С другой стороны, источники частичных разрядов могут быть связаны с рабочим напряжением, напряжением, индуцированным основным магнитным потоком, и напряжением, индуцированным потоком рассеяния.

Статистика показывает, что проблемы, связанные с искрением и дуговым разрядом в трансформаторе, могут быть приблизительно распределены следующим образом:

- ЧР, связанные с основным магнитным потоком 31%
- ЧР, связанные с потоком рассеяния 41%
- ЧР, связанные с рабочим напряжением:
 - Проводники под плавающим потенциалом, плохие контакты 14%
 - Ползуций разряд 14%

Наиболее опасные случаи с активностью ЧР в главных изоляционных промежутках составляют менее 15 % от общего количества проблем, связанных с дуговым разрядом внутри трансформатора. В таких случаях, трансформатор необходимо немедленно вывести из эксплуатации.

Случай №4. Оценка серьезности газообразования в трансформаторе 300 МВА, 500кВ.

В одном из двух подобных автотрансформаторов броневое типа наблюдалось образование «дефектных» газов, с большой степенью вероятности связанных с совокупностью ЧР, местного нагрева масла и декомпозиции целлюлозы. Продолжение эксплуатации обоих трансформаторов было очень опасным. Возникла проблема оценки серьезности симптомов аномалии. Будет ли она развиваться и влиять на изоляционную систему? НИЦ «ЗТЗ-Сервис» выполнил измерения ЧР электрическим методом [13] с целью проверить, связано ли газообразование с активностью ЧР в главной изоляции.

Таблица 8

Данные анализа растворенных газов в автотрансформаторе T1RS 300 МВА, мкл/л

Дата испы-	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
------------	----------------	-----------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	----	-----------------

таний							
23.07.98	557	155	45	156	<1	588	1720
02.09.98	674	204	70	217	<1	722	2174

Таблица 9

Результаты измерений ЧР на автотрансформаторе Т1RS 300 МВА, 500 кВ

Датчик	Помехи, [пК]	Максимальная амплитуда импульса [пК]	Частота повторения [число ЧР/цикл]	Мощность ЧР [мВт]
Ввод U	127	1,270	100	10.7
Ввод V	127	225	1000	47.1
Ввод W	142	252	1800	8.06
Нейтраль	37.8	0	0.759	0.00046

Характеристики ЧР указывают на присутствие источника ЧР на фазе U ближе к высоковольтному вводу. Однако уровень ионизации не мог вызвать разрушение изоляционных материалов и пояснить наблюдаемый уровень газообразования. Было сделано заключение о том, что проблема вызвана не ЧР в главной изоляции, и трансформатор может эксплуатироваться. Это решение было принято предприятием, и автотрансформатор был оставлен в эксплуатации.

Случай №5. Серьезность газообразования в шунтирующем реакторе 750 кВ.

В шунтирующем реакторе 110 МВАр, $750/\sqrt{3}$ наблюдались признаки дугового разряда и местного перегрева с предполагаемой температурой около 800°C . Крайне важным являлся вопрос о продолжении эксплуатации, и было принято решение проверить вероятность повреждения изоляции обмотки. Было выполнено измерение ЧР электрическим методом с использованием анализатора ЧР и шести датчиков, подсоединенных к измерительным выводам ввода, электростатическим экранам и заземлениям (см. рис.6).

Таблица 10

Данные анализа растворенных газов шунтирующего реактора 750 кВ.

Дата испытания	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	ΣC ₃	C ₄ H ₈
27.05.99	60	1	0.1	100	0	36	0
22.11.99	155	241	64	429	6	722	100

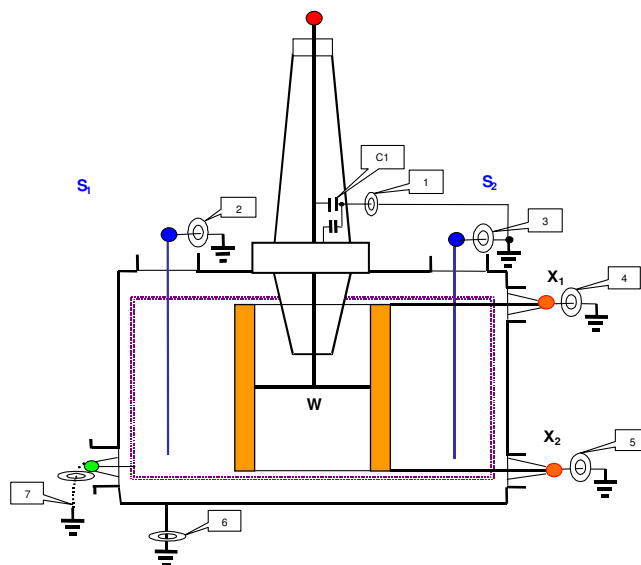


Рис. 6

Общий вид реактора 750 кВ и расположение датчиков

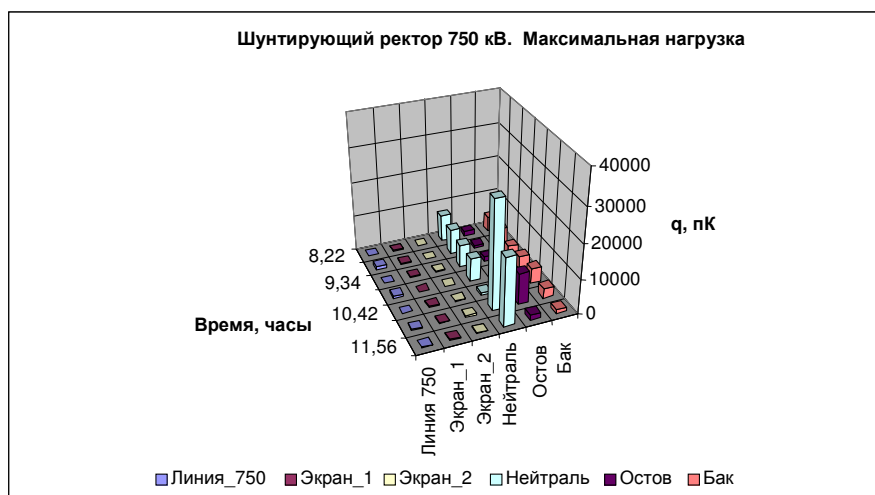


Рис. 7
Распределение сигналов ЧР

Случай №6. Идентификация серьезности газообразования в автотрансформаторе 750 кВ.

В однофазном автотрансформаторе 417 МВА, $750/\sqrt{3}/525/\sqrt{3}$ после 11 лет эксплуатации было выявлено газообразование. Анализ растворенных газов показал явные признаки ЧР в масле.

Таблица 11
Данные анализа растворенных газов автотрансформатора 750/500 кВ

Дата испытаний	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	CO	CO2	Скорость образования H2 в 1999-2000 гг.
26.03.93	6.7	1.3	4,5	4	Отс.	620	150	5-12 мкл/л в день или 300-720 мл/день
01.08.00	950	260	16	5	0.5	3000	240	



Скорость генерации H2 составляет 300-720 мл/день, что соответствует 6-14.4 кДж рассеянной энергии или около 70-170 мВт средней мощности ЧР.

Рис.8
Образ дефекта в автотрансформаторе 750/500 кВ

Было рекомендовано провести измерения ЧР электрическим методом для определения наличия связи между газообразованием и активностью ЧР в критической изоляционной зоне. Результаты приведены в таблице 12. Был сделан вывод о том, что источник ЧР с максимальной амплитудой пиков около 1600 пК и средней мощностью около 4 мВт находился около вывода 750 кВ. Однако эта мощность не была достаточной для того, чтобы вызвать разложение масла и газообразование. Результаты комбинированных электрических и акустических испытаний ЧР показали, что наиболее вероятно источник газообразования связан с плавающим потенциалом и расположен в зоне магнитных экранов на стенке бака. Автотрансформатор был оставлен в эксплуатации до запланированного ремонта летом 2001 года.

Таблица 12
Протокол измерений ЧР на автотрансформаторе 417 МВА, 750/500 кВ

Расположение датчика	Фоновые помехи, пК	Максимальная амплитуда импульса, мВ/ пК	Частота повторения, число ЧР за цикл	Мощность ЧР, мВт
ПИН ввода 750kV	0.229	0.19/1640	50.9	3.87
ПИН ввода 500 kV	0.744	0.047/1600	146	21.4
Нейтраль	0.012	0.04/410	124	0.327
Заземление бака	0.059	0.05/250	30	0.417

Случай №7. Идентификация двойного дефекта (разрядного и термического) в блочном автотрансформаторе 500 кВ.

В блочном автотрансформаторе 167 МВА, 500/ $\sqrt{3}$, 230/ $\sqrt{3}$, 15.8 кВ после 28 лет эксплуатации наблюдалось газообразование. Решение о продолжении эксплуатации было критическим, а для идентификации и решения проблемы было выделено мало времени. Анализ растворенных газов показал, что в автотрансформаторе наблюдался термический дефект до октября 1999 года, а с середины октября – интенсивные ЧР. Однодневное снижение нагрузки по предложению НИЦ «ЗТЗ-Сервис» привело к явному уменьшению газообразования. Таким образом, было определено, что источник газообразования связан с нагрузкой. На основании анализа конструкции были выделены две проблемы в автотрансформаторе: наличие короткозамкнутого контура, связанного с потоком рассеяния (источник дугового разряда) и термический дефект, вызванный, вероятно, перегревом контактов. Для устранения проблемы было предложено выполнить внутреннюю инспекцию.

Таблица 13

Данные анализа растворенных газов автотрансформатора 167 МВА

Дата испытаний	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	ΣC _x H _y +H ₂
	Концентрация, мкл/л							
12.10.98	-	2250	220	41	464	7	174	683
18.10.99	500	3730	190	52	220	240	65	1077
18.11.99	525	5568	825	109	527	420	113	1694 20.5 мкл/л в день
01.12.99 снижение нагрузки	320	4500	660	70	320	300	88	1098
16.12.99 увеличение нагрузки	630	1900	160	120	530	540	100	1920
24.12.99	1040	1790	370	103	450	630	107	2330 51.2 мкл/л в день
01.01.00 после устранения дефекта	Отс.	1900	<30	4.5	22	22	5	

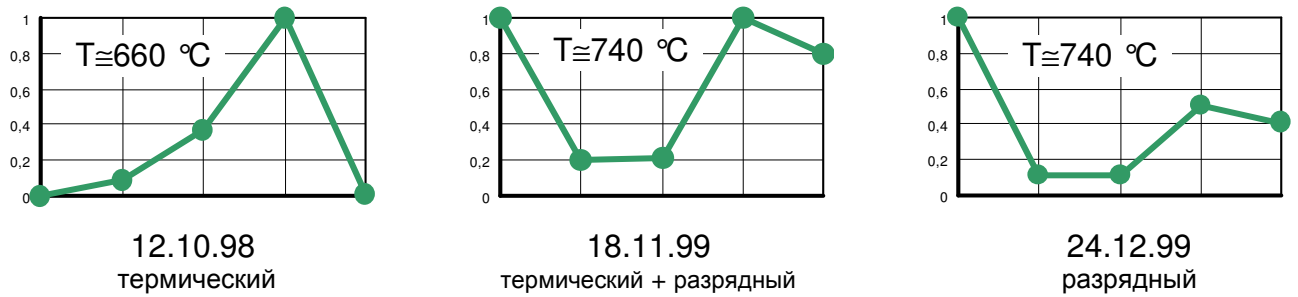


Рис. 9
Образы дефекта в автотрансформаторе 167 МВА

Был обнаружен короткозамкнутый контур между элементами конструкции магнитопровода и баком, который был источником дугового разряда. Кроме того, был выявлен значительный перегрев контактов избирателя РПН, который практически эксплуатировался только на нечетных положениях. В качестве временного решения для продолжения эксплуатации автотрансформатора было предложено ограничить ток в контуре посредством установки резистора и изменить положение избирателя. Газообразование прекратилось (см. табл. 13), и летом 2000 года проблема была окончательно устранена во время ремонта автотрансформатора на месте установки.

Случай №8. Идентификация газообразования в месте изгиба обмотки ВН2 (внутренней) блочного трансформатора.

После асинхронного включения генератора имело место однократное выделение свободного газа в газовом реле блочного трансформатора 400 МВА, 347/20 кВ.

Анализ растворенных газов в масле показал явные симптомы дугового разряда:

Таблица 14
Данные анализа растворенных газов трансформатора 400 МВА

	Концентрация газов, мкл/л				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂
Результаты анализа растворенных газов после выделения газа и срабатывания газового реле	245	30.5	35.3	5.1	245

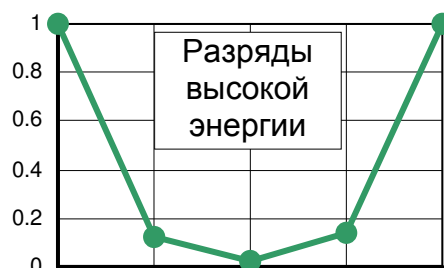
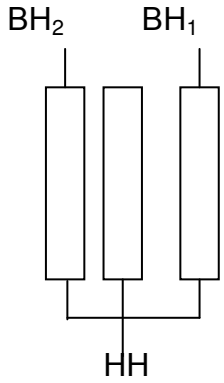


Рис.10
Образ дефекта в трансформаторе 400 МВА

Последующие анализы масла показали снижение концентрации газов. Было предложено провести измерения сопротивления короткого замыкания для проверки механического состояния обмоток. Результаты измерений приведены в табл.15.

Таблица 15
Измерения сопротивления короткого замыкания блочного трансформатора 400 МВА, в котором наблюдалось газовыделение

Расположение обмоток	Испытательная цепь HV LV	Фаза	Сопротивление короткого замыкания, Ом		ε _{п-э} % относительно паспортных	ε _{ABC} % между фазами
			Паспортные	Эксплуатационные		
	Предыдущие испытания	А	35.3	35.39	0.25	0.28
		В		35.08	-0.62	
		С		35.39	0.25	0.28
	Испытания ВН-НН после асинхронного включения	А	35.3	36.23	2.63	3.28
		В		35.08	-0.62	
		С		35.33	0.08	

В трансформаторе подобной конструкции можно было ожидать только изгиб внутренней обмотки ВН₂. Относительное изменение сопротивления короткого замыкания на фазе А увеличилось на 2.63% по сравнению с паспортными (усредненными) значениями и на 2.37% по сравнению с предыдущими пофазными измерениями. Однако анализ конструкции показал, что благодаря разделению обмотки ВН на две части чувствительность сопротивления короткого замыкания к деформации обмотки ВН₂ ограничена, и «Желтая зона» (которая характеризует заметный изгиб - $5 \leq \Delta \leq 10$ мм) соответствует относительному изменению сопротивления короткого замыкания не более 2%. Различия между измеренными сопротивлениями на различных фазах также свидетельствуют о дефектном состоянии фазы А. Было предложено вывести трансформатор из эксплуатации. После разборки активной части были обнаружены две волны деформации на обмотке ВН₂ на фазе А. Было выявлено перекрытие между двумя катушками вдоль опорной рейки в результате изменения изоляционного расстояния.

Список литературы.

1. IEC 60599 - *Mineral oil-impregnated equipment in service- interpretation of dissolved and free gases analysis*
2. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.104-1991
3. A.Moelmann, B.Pahlavanpour (on behalf of Cigre WG15.01.01), *New Guidelines for Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Oil-Filled Transformers*, Electra #186, October 1999
4. H. Okubo, et al., *Electrical Insulation Diagnostic Method and Maintenance Criteria for Oil-Immersed Power Transformers*, Proceedings of the 13th International Conference on Diagnostic Liquids (ICDL 99), Nara, Japan, July 20-25,1999
5. V.V.Sokolov, *Consideration on Power Transformer Condition- based Maintenance*, EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII, February 20-23, 2000, New Orleans, LA
6. V.Sokolov, et al., *Experience with Life Management of 750 kV GSU Transformers at 100 MW units of Zaporozhskaya Nuclear Power Plant*, Proceedings of the Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients, 1998, Sec.8-11
7. Final Report of WG 12.06 *Temperature -Rise on Oil-Immersed Transformers with analysis of gases dissolved in oil*, Electra, 1982
8. H.Tsukioka et al., *Behavior of gases generated from decomposition of insulating oils under effect of localized heating*, Denki Gakkai Rombunsi, 1978, vol.98-A, #7, 381-388
9. B.McNutt,et.al, *Gas Evolution under Effect of localized metal-in oil heating*, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, PAS-99, 1980, #3
10. H.Borsi *Gassing Behavior of Different Insulating Liquids for Transformers*, Electra, 1999
11. Report of Cigre WG 12.09 *Dissolved Gas Analysis during HeatRun Test on Power Transformers*, Electra, #161 August 1995
12. *Current problems in insulating systems including assessment of aging and degradation*, Join colloquium SC-12 and SC 15, Electra, #133, Decemrber, 1990
13. Dr Bruce Pahlavanpour & Gordon Wilson, National Grid Company plc, Kelvin Avenue, Leatherhead, Surrey, KT22 7ST, *Insulating Oil Management Services*
14. W.Tumiatti and B. Pahlavanpour *Condition Monitoring by Oil Chemical Analysis*
15. V.Sokolov et.,al., *On-Site Partial Discharge Measurements on Power Transformers*, Proceedings of the Sixty-Seventh Annual International Conference of Doble Clients,2000
16. Hisao Kan and Teruo Miyamoto *Proposals for an Improvement in Transformer Diagnosis using Dissolved Gas Analysis (DGA)*, IEEE Transactions on EI, November/December 1995, #6