

В. Соколов, А. Бассетто, Т. Уммен, Т. Хауперт, Д. Хенсон.

Трансформаторное масло - мощный инструмент для контроля состояния и продления ресурса состаренного парка трансформаторов

Аннотация

Около 70% диагностической информации о состоянии трансформатора содержится в трансформаторном масле. Однако получить эту информацию и эффективно ее использовать – довольно сложная задача. На протяжении многих лет были разработаны программы испытаний, которые помогают оценить отдельные аспекты состояния трансформатора. В статье рассмотрена взаимосвязь всех узлов трансформатора, которые рассматриваются вместе как система, что и дает возможность создания комплексной программы испытаний для определения состояния трансформатора. Учитывая потребности электротехнической промышленности, можно считать, что в будущем протоколы оптимальных испытаний и диагностических измерений станут основой для контроля состояния и обеспечения надежной работы трансформаторов.

Введение

Основной задачей электротехнической промышленности в первой четверти 21 века будет поддержание работоспособности огромного парка трансформаторов, которые эксплуатируются уже 25-40 лет. При этом необходимо будет решить главную задачу продления срока службы трансформаторов, которую можно определить как «наиболее эффективное использование ресурса». Один из способов решения этой задачи – это принятие соответствующих мер, направленных на обеспечение максимально возможного срока службы при любых условиях эксплуатации. В рамках данного определения приемлемым может также стать непринятие каких-либо мер, если риск отказа оборудования будет экономически обоснован.

Обязательным условием для принятия оптимального решения является правильная оценка состояния оборудования. При отсутствии достаточной информации может сложиться впечатление, что вероятность отказа оборудования из-за непринятия необходимых мер вполне допустима, и что затраты на выполнение этих мер приведут только к некоторому улучшению характеристик оборудования.

В последнее время значительно возрос интерес к продлению ресурса трансформаторов. Это легко можно заметить по быстрому развитию экономически обоснованных концепций технического обслуживания, таких как: обслуживание, направленное на повышение надежности; обслуживание по состоянию; разумное продление срока службы, а также по внедрению методов контроля состояния и технологической обработки оборудования под напряжением. Все эти концепции отражают изменение отношения к методам продления ресурса и подразумевает потребность в использовании большего количества информации. Чтобы удовлетворить эту потребность в информации, будет расти спрос на новые технологии и новое диагностическое оборудование.

Наиболее доступным и эффективным способом определения состояния трансформатора – это использование трансформаторного масла в качестве диагностической среды. Масло может содержать около 70% доступной диагностической информации о трансформаторе. Однако получение и эффективное использование этой информации представляет собой довольно сложную задачу. Традиционные программы испытаний масла используют лишь несколько диагностических характеристик, оставляя без внимания огромное количество важной информации.

Цель данной статьи - представить способы использования потенциальных преимуществ испытаний масла, а также предложить некоторые алгоритмы для оценки состояния трансформатора,

но не для характеристики отдельных симптомов, а для комплексной оценки состояния при продлении срока службы трансформаторов.

Характеристики изоляционной жидкости

С функциональной точки зрения большинство электроизоляционных жидкостей считаются эквивалентными. Распространенной практикой является использование имеющихся в наличии марок масел для обеспечения требуемого уровня масла в трансформаторе, а также смешивание отработанных масел для технологической обработки и повторного использования. Отдельно обрабатываются только специальные или загрязненные жидкости.

С химической точки зрения большинство изоляционных жидкостей не являются эквивалентными. Имеющиеся различия не препятствуют выполнению основных функций этих жидкостей, но влияют на их работоспособность.

Трансформаторные жидкости различны по составу – от практически чистых соединений до смесей, которые с трудом поддаются полноценному описанию. Концентрация измеряемых химических компонентов этих жидкостей составляет от сотых до триллионных долей. Определение содержания этих компонентов помогает описать базовый химический состав, определить основные свойства и реакции в жидкости. Влияние химического состава может быть самым разнообразным. Примеры, приведенные в Таблицах 1, 2 и 3, демонстрируют изменение характеристик из-за различия в химическом составе и показывают важность определения состава жидкости.

Т

Таблица 1 Растворимость газов в изоляционных жидкостях *

Масло	Параметры состава	Коэффициенты Оствальда при 20°C				
		H ₂	N ₂	воздух	C ₂ H ₂	CO ₂
I-гидроочищенное	C _A = 1.6% γ = 0.856 г/см ³	0.05	0.089	0.103	1.02	1.1
II	C _A = 14% γ = 0.869 г/см ³	0.044	0.085	0.091	1.1	1.1
III-синтетическое	C _A = 66% γ = 0.968 г/см ³	0.034	0.061	0.061	1.92	1.71

* Предоставлено проф. Р.Липштейном

Данные Таблицы 1 показывают, что значительное отличие по содержанию ароматических углеводородов(C_A) и удельному весу(γ) приводит к различной растворимости газов, что доказывают коэффициенты Оствальда.

Таблица 2 Растворимость воды в маслах с различным содержанием ароматических углеводородов (C_A)

Масло	C _A , %	Растворимость воды, мкл/л		
		20 °C	40 °C	70 °C
1	5	42.8	97.5	279.0
2	8	46.8	108.0	316.0
3	16	56.2	128.3	369.2
4	21	75.0	162.0	436.0
5	Кремнийорганическое масло	174.0	314.7	675.4

Данные Таблицы 2 иллюстрируют важность оценки содержания ароматических углеводородов при определении растворимости воды в минеральных маслах.

Таблица 3 Газообразование в различных маслах при температуре 100-140°C *

Марка масла	Температура, °C	Время, часы	Концентрация газа, мкл/л					
			H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
□□	Исходная	0	0	1	0	212	0	0
	100	6	5	1	41	408	0	0
	120	6	35	42	190	931	2.6	43
	120	+16	78	66	283	1772	2.6	62
Nytr-11GX	Исходная	0	0	0	0	246	0	0
	100	6	31	0	55	413	4.8	0
	120	6	79	39	222	833	10	9
	120	+16	116	39	227	1068	10	14
YPF-64	Исходная	0	0	0	0	297	0	0
	100	6	5	1	73	439	0	0.5
	120	6	31	23	282	898	3.8	0.5
	120	+16	31	39	298	1392	3.8	7.8
	140	6	55	22	358	961	2.6	0.5
Y-3 (Technol)	Исходная	0	0	0	0	547	0	0
	100	6	5	1	16.2	611	3.2	0
	120	6	47	1	63	1076	3.2	0
Shell Diala AX	Исходная	0	0	0	0	642	0	0
	100	6	0	1	26	797	0	0
	120	6	0	3.9	130	1471	0	0

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

Данные Таблицы 3 показывают некоторое отличие процессов газообразования в маслах разных марок. Исследования, проведенные Рабочей группой 15.01CIGRE, показали, что некоторые масла могут генерировать водород при низких температурах (до 130°C). Возможным объяснением этого явления может быть то, что катализаторы, используемые в настоящее время при производстве масла, приводят к перенасыщению масел водородом. Предполагается, что в этих маслах содержатся молекулы, в которых положение некоторых атомов водорода нестабильно. Даже незначительный нагрев может приводить к освобождению этих атомов.

Подобное явление может происходить и при воздействии частичных разрядов.

Как правило, скорость газообразования при частичных разрядах составляет от 5 до 50 мкл на 1 Дж рассеиваемой энергии. Но в некоторых гидроочищенных маслах скорость газообразования достигает 200 мкл на 1 Дж рассеиваемой энергии. Было отмечено также, что некоторые жидкости характеризуются значительным образованием CO, CO₂ и углеводородов при рабочей температуре трансформатора.

Необходимо отметить, что параметры, рассмотренные в этих таблицах, являются фундаментально важными при любой диагностической оценке. Эти параметры могут значительно изменяться по величине, что может привести к неправильным диагностическим выводам. Поэтому важно охарактеризовать те параметры базового химического состава, которые определяют основные свойства жидкостей.

Если не происходит существенного смешивания с другой жидкостью, то параметры, определяющие базовый состав и связанные с ним свойства, как правило, не изменяются.

Кроме основных и неосновных компонентов жидкости, имеется большое число других важных компонентов, процентное содержание которых довольно низкое. Эти компоненты важны по разным причинам. Например, рассмотрим такие компоненты как сера, кремний, 2,6-дитретичный бутил пара-крезол или полиароматические углеводороды.

Содержание серы в трансформаторном масле обычно менее 1%. Было высказано предположение (рабочая группа СИГРЭ 15.01), что в результате воздействия температуры и электрического поля сера в масле может принять форму коррозионной серы, которая пагубно влияет на медь. Сера может также попадать в масло из различных узлов трансформатора и аналогичным образом превращаться в коррозионную. Недавно в одной из энергосистем произошло повреждение нескольких шунтирующих реакторов. Предполагаемой причиной было короткое замыкание между соседними витками в результате коррозии, вызванной сульфидом меди. Энергопредприятия обычно требуют, чтобы масло имело низкое содержание коррозионной серы, но не предъявляют каких-либо требования к общему содержанию серы.

В трансформаторных маслах в качестве присадки часто присутствует кремний в концентрации 5-10 мкл/л. При таких низких концентрациях кремний препятствует вспениванию, что облегчает процесс вакуумной обработки. При высоких концентрациях кремний способствует вспениванию и может нарушить процесс вакуумной обработки.

В некоторых случаях в трансформаторное масло в качестве ингибитора окисления добавляют 2,6-дитретичный бутил паракрезол или 2,6-дитретичный бутил-фенол в концентрации до 0.3%. Наличие ингибитора увеличивает срок службы изоляции, а также влияет на взаимодействие продуктов окисления, находящихся в масле.

Полиароматические углеводороды оказывают влияние на основные свойства жидкости и могут представлять угрозу здоровью. Недавние исследования показали, что нефтеносные масла с содержанием полиароматических углеводородов более 2% являются потенциально канцерогенными.

Процесс идентификации изоляционной жидкости является определяющим, так как позволяет рассмотреть следующие вопросы, являющиеся основой для любых будущих диагностических оценок:

1. Определение того, как жидкость будет взаимодействовать с остальными частями системы и создание базы для диагностических оценок.
2. Идентификация остаточных продуктов, связанных с изготовлением оборудования и производством масла и технологической обработкой трансформатора, которые дают информацию о возможном загрязнении и его последствиях.
3. Определение базовых значений компонентов, которые впоследствии могут изменяться.
4. Подтверждение состояния жидкости, обеспечивающего ее функциональность, а также безопасность для здоровья человека и окружающей среды.

Эта информация, а также результаты постоянно выполняемых программ испытаний масла создают основу для мер по продлению срока службы трансформатора.

Жидкость как часть системы

Многочисленные руководства по обслуживанию трансформаторов все еще рассматривают изоляционную жидкость как отдельный компонент, который можно контролировать и обрабатывать отдельно от изоляционной системы или трансформатора в целом. На самом деле изоляционная жидкость – это неотъемлемая часть трансформатора, которая играет важную роль для состояния всей системы.

Рассмотрим роль, которую выполняет жидкость по обеспечению эксплуатационной надежности изоляционной системы. В Институте трансформаторостроения (Украина, г. Запорожье) были проведены испытания на старение моделей трансформаторов для оценки диэлектрического и механического сроков службы изоляционной системы.

Эти исследования показали, что диэлектрический срок службы изоляционной системы может быть меньше механического из-за деградации бумажно-масляной изоляции и последующего снижения электрической прочности межкатушечной изоляции.

Как показано в Таблице 4, при 100°C срок службы изоляции проводника по механическим параметрам составляет 50 лет, а по электрическим параметрам – всего 22 года из-за снижения электрической прочности.

Таблица 4 Прогнозируемый срок службы изоляции обмотки при воздействии температуры, электрических и механических нагрузок

Температура наиболее нагретой точки, °C	Прогнозируемый срок службы по механическим параметрам (снижение СП до 200), лет	Прогнозируемый срок службы по диэлектрическим параметрам (снижение электрической прочности на 40%), лет
80	6229	124
100	50	22.1
110	17	10
125	4	3.3
140	1	1.16
160	0.19	0.32

Вода, образующаяся в результате деградации бумаги, взаимодействует с бумажно-масляной изоляцией, что и приводит к таким результатам. Увеличение количества воды из изоляции приводит к увеличению влагосодержания масла и снижению электрической прочности. Это, в свою очередь, приводит к увеличению адсорбции воды частицами, поглощающими воду, что еще больше снижает электрическую прочность жидкости. Когда влагосодержание достигает достаточного уровня, образование эмульсии вблизи поверхностно-активных частиц способствует дальнейшему снижению электрической прочности изоляции.

Исследования моделей бумажно-масляных изоляционных систем трансформатора показали, что запас электрической прочности увлажненной изоляции (как главной, так и межвитковой) определяется электрической прочностью масла.

Вода обычно находится в масле в растворенном виде, но может также присутствовать в форме, адсорбированной «полярными» продуктами старения (так называемая «связанная вода»). Было обнаружено, что при увеличении температуры некоторое количество связанной воды может превращаться в растворимую воду. В Таблице 5 приведены результаты определения влагосодержания состаренного масла, отобранного из двух трансформаторов тока. После прогрева масла при температуре 100°C в течение 5 часов содержание воды в масле значительно увеличилось. Подобное явление наблюдалось и в масле, отобранном из вводов. Наиболее вероятно, что полярные вещества, растворенные в масле, являются источником дополнительной воды.

Таблица 5 Превращение связанной воды в растворимую в маслах, состаренных без контакта с бумагой *

Марка масла	Характеристики	Влагосодержание, мкл/л	
		До нагрева	После прогрева при 100°C в течение 5 часов
Эксплуатационное масло из трансформатора тока 750 кВ	Кислотное число 0.064 мг КОН/г Поверхностное натяжение 32 дин/см $\text{tg}\delta_{90} = 5.3 \%$	26.3	85

Марка масла	Характеристики	Влагосодержание, мкл/л	
		До нагрева	После прогрева при 100°C в течение 5 часов
Эксплуатационное масло из трансформатора тока 750 кВ	Кислотное число 0.064 мг КОН/г Поверхностное натяжение 32 дин/см $\text{tg}\delta_{90} = 6.1\%$	23.5	132

* Испытания проведены в Лаборатории испытаний материалов НИЦ «ЗТЗ-Сервис»

Существуют также другие, связанные с температурой, изменения состояния воды, в том числе образование «пузырьков» и «дождя». Спонсированные EPRI исследования, проведенные в конце 1980-х – начале 1990-х годов, подтвердили сделанный ранее вывод о том, что пузырьки могут образоваться при внезапной перегрузке трансформатора. Этот тип образования пузырьков был исследован более детально, и оказалось, что пузырьки состоят в основном из водяного пара, высвобождаемого бумажной изоляцией горячих проводников. Определяющим фактором является температура наиболее нагретой точки, но и влагосодержание бумажной изоляции также имеет важное значение. При низком влагосодержании влаги в бумаге разница между азотной и пленочной защитами масла очень незначительна. Если изоляция очень сухая (например, имеет влагосодержание 0.5%), то пузырьки не образуются. В состаренных трансформаторах при влагосодержании 2% и выше пузырьки могут образоваться при температуре наиболее нагретой точки более 140°C. Поскольку электрическая прочность пузырьков гораздо ниже электрической прочности изоляционной системы, их образование может привести к разрядным процессам от частичных разрядов до перекрытия.

При снижении температуры масла, достаточном для изменения относительной влажности от уровня менее 100% до уровня более 100%, образуется эмульсия воды и масла. При наличии соответствующей поверхности или резком падении температуры будет происходить дальнейшая конденсация, формирующая капли воды, или «дождь». Эмульгированная и свободная вода значительно снижают электрическую прочность изоляционной системы. Вода, переносимая движущейся изоляционной жидкостью, может привести к электрическим и механическим проблемам как в самой изоляционной системе, так и в других целлюлозных материалах.

Наличие воды в целлюлозе способствует ее деградации. Увеличение концентрации влаги в 2 раза удваивает скорость деградации. В результате уменьшается степень полимеризации целлюлозы (СП), что приводит к снижению ее механической прочности.

Как и вода, продукты окисления жидкости приводят к деградации изоляционной системы. Процесс окисления достигает своего предела, когда образуется шлам, который:

- В виде примесей в масле во взвешенном состоянии снижает электрическую прочность жидкости, как и механические примеси,
- В виде полупроводящего осадка снижает электрическую прочность изоляции и может привести к образованию науглероженных следов,
- При высоком кислотном числе шлам оказывает интенсивное влияние на старение как масла, так и целлюлозной изоляции.

Условия, при которых происходит образование шлама, не всегда очевидны. В присутствии сильного электрического поля шлам может образоваться даже при низкой кислотности. Многочисленные отложения шлама были обнаружены на локальных участках изоляции, где напряженность электрического поля была довольно высока. Эти отложения были обнаружены только после демонтажа обмоток.

Корреляция между традиционными характеристиками старения, такими как цвет, кислотное число, поверхностное натяжение, пробивное напряжение, тангенс угла диэлектрических потерь,

удельное объемное сопротивление и наличие шлама, выявляемого при испытаниях масла на стабильность, может довольно сильно отличаться для различных масел. Эти различия существенно возрастают, если масло подвергается старению в трансформаторе из-за влияния материалов трансформатора, рабочей температуры, электрического поля и взаимодействия продуктов старения и целлюлозы (Таблица 6).

Таблица 6 Взаимосвязь характеристик старения масел, отобранных из состаренных в процессе эксплуатации трансформаторов

Образец масла	Кислотное число, мгКОН/г	Поверхностное натяжение, дин/см	Цвет	Поглощение инфракрасного излучения ($\lambda=1710 \text{ см}^{-1}$)	$\text{tg}\delta_{90}, \%$	Число омыления, мгКОН/г	Шлам, % вес.
1	0.081	22.0	3.5	3	3.65	-	0.018
2	0.035	25.9	2.5	2	2.25	-	0.014
3	0.124	23.1	3.0	8	4.09	-	0.017
4	0.154	21.9	6.5	-	11.69	-	0.015
5	0.109	28.6	5.0	8	8.84	-	0.010
6	0.151	23.0	4.5	-	5.84	0.577	0.012
7	0.111	25.9	4.0	11	15.40	0.310	0.016
8	0.098	26.1	4.0	11	15.61	0.312	0.011
9	0.098	27.2	4.0	11	21.89	0.313	0.013
10	0.193	26.3	4.5	9.5	4.01		0.014

На рис. 1 показана зависимость кислотного числа от поверхностного натяжения образцов масла, отобранных из 25 силовых трансформаторов 138 - 13.8 кВ, 12 - 60 МВА.

Наилучшая корреляция наблюдается в наименее окисленных маслах и ухудшается при увеличении кислотного числа.

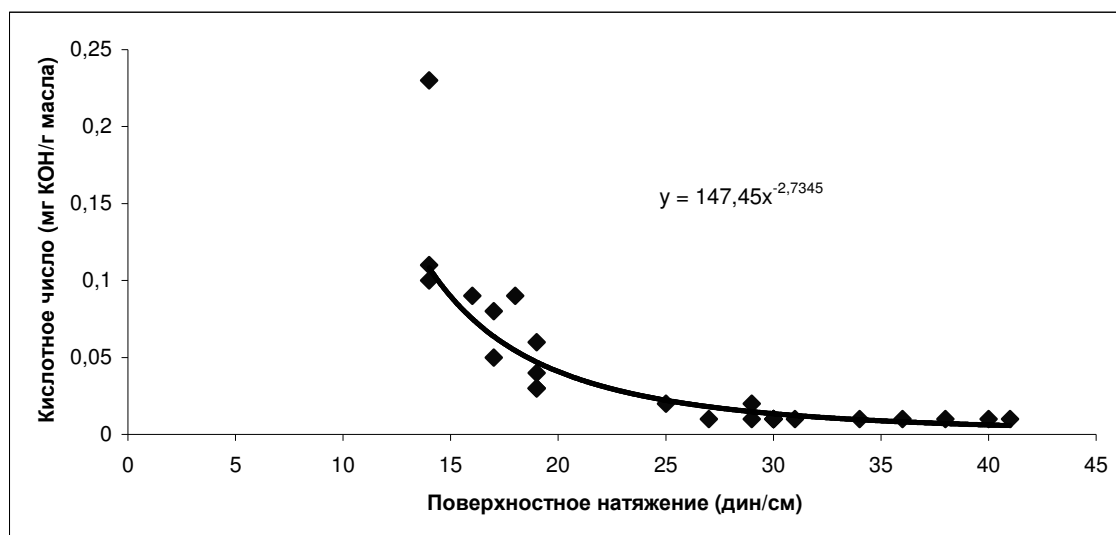


Рис.1 Зависимость кислотного числа от поверхностного натяжения

На рис. 2 и 3 показаны зависимости интенсивности поглощения инфракрасного излучения на длине волны 1710 см^{-1} от кислотного числа и поверхностного натяжения соответственно. Расхождение более значительно для случаев, когда кислотное число выше 0.05 мг КОН/г, а поверхностное натяжение менее 20 дин/см.

Практическая важность обнаружения такого расхождения состоит в том, что в эксплуатационных маслах с довольно приемлемыми значениями поверхностного натяжения и кислотного числа с помощью инфракрасной спектроскопии могут быть обнаружены полярные компоненты некислотного происхождения.

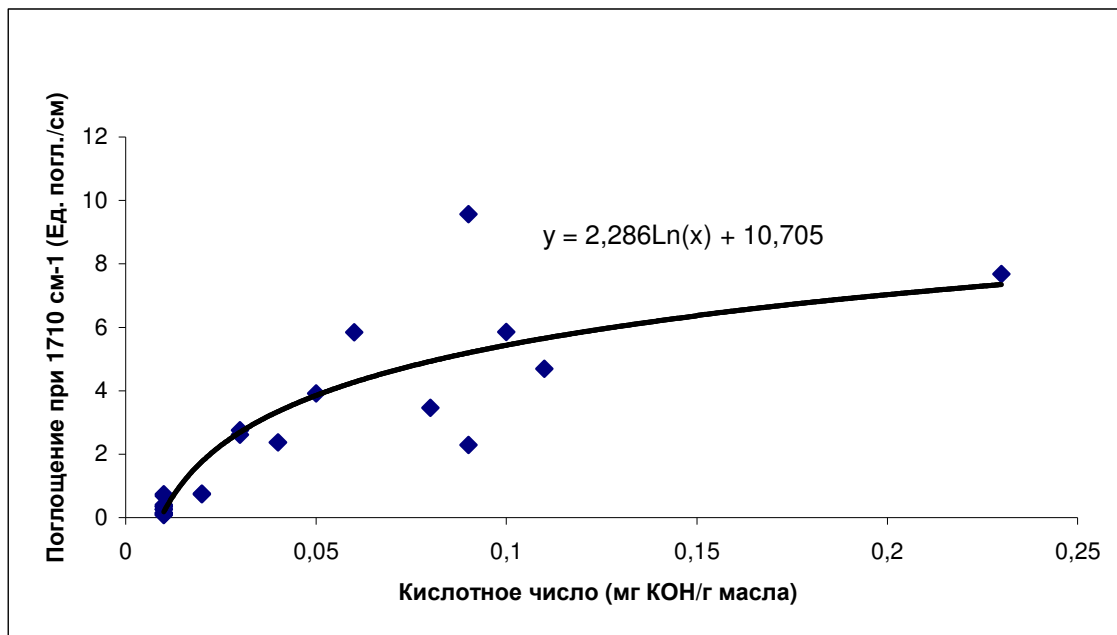


Рис.2 Зависимость интенсивности поглощения инфракрасного излучения на длине волны 1710 см⁻¹ от кислотного числа

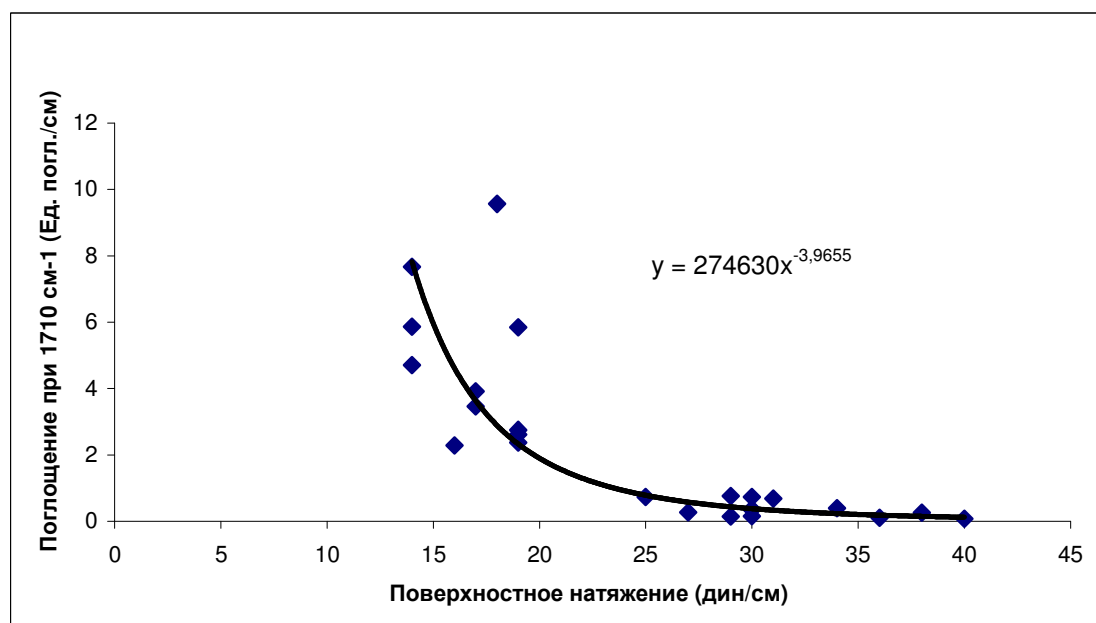


Рис.3 Зависимость интенсивности поглощения инфракрасного излучения на длине волны 1710 см⁻¹ от поверхностного натяжения

Эти примеры показывают, что результаты стандартных испытаний масла не позволяют дать полную оценку процесса его старения.

Газообразование происходит главным образом в масле. Газы растворяются в масле (исключением является образование пузырьков) и распределяются по всему трансформатору. Изменение температуры вызывает миграцию газов между маслом, целлюлозой и газовыми пространствами и может существенно изменить концентрацию газов в масле, особенно при значительных изменениях температуры (Таблица 7).

Шунтирующий реактор 750 кВ с источником локального перегрева находился на хранении в течение 1 года. Испытания проводились до и после нагрева в течение 3 дней.

Табл.7 Влияние температуры на концентрации газов

Условия	H ₂ мкл/л	CH ₄ мкл/л	C ₂ H ₄ мкл/л	C ₂ H ₂ мкл/л	C ₂ H ₆ мкл/л	CO мкл/л	CO ₂ мкл/л	O ₂ %	N ₂ %
20°С, до нагрева	следы	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

Пузырьки газа могут образоваться в трансформаторе при серьезных повреждениях, внезапном сбросе давления в газонасыщенных системах или при перегрузке. Только при серьезных повреждениях можно ожидать высвобождения большого количества дефектных газов, которые не абсорбируются мгновенно маслом. В трансформаторах с азотной или воздушной подушкой может возникать отрицательное давление в газовом пространстве во время быстрого охлаждения. При большом перепаде давления между газом в масле и газом в газовом пространстве возможно самопроизвольное образование пузырьков. Одной из причин внезапных аварийных повреждений трансформаторов является образование пузырьков в перенасыщенном масле в результате включения трансформатора, находившегося в холодном состоянии. Поэтому необходимо убедиться, что при включении не произойдет экстремального перепада давления. Современные трансформаторы оснащены расширителем, что позволяет избежать этой проблемы. Как указывалось ранее, пузырьки водяного пара образуются в условиях перегрузки при достаточно высоком влагосодержании и высокой температуре. Пузырьки, образованные в результате любого из этих явлений, могут привести к разрядным процессам (от частичных разрядов до перекрытия).

Все приведенные примеры демонстрируют, что для извлечения максимально полезной информации из результатов испытаний масла необходимым является понимание динамики трансформатора как системы, включая распределение влаги, газов, загрязняющих веществ и продуктов разложения между жидкостью, твердой изоляцией и газовым пространством.

Жидкость как диагностическое поле

Функциональная модель повреждений трансформатора, предложенная рабочей группой СИГРЭ 12.18 Transformer life management (Табл.8), иллюстрирует полезные преимущества использования результатов испытаний масла. Можно легко заметить, что большинство указанных проблем может быть выявлено при помощи анализов масла.

Табл.8 Функциональная модель повреждений (возможность выявления типичных дефектов и повреждений при помощи испытаний масла)

СИСТЕМА, КОМПОНЕНТЫ	ДЕФЕКТ	Выявление по анализу масла	ПОВРЕЖДЕНИЕ	Выявление по анализу масла

СИСТЕМА, КОМПОНЕНТЫ	ДЕФЕКТ	Выявление по анализу масла	ПОВРЕЖДЕНИЕ	Выявление по анализу масла
<u>Изоляционная система:</u> Главная изоляция Межвитковая изоляция Отводы	Сильное увлажнение Загрязнение масла Загрязнение поверхности Старение масла Старение целлюлозы Статическая электризация Частичные разряды низкой энергии	Да Да Нет Да Да Да Да	Деструктивные частичные разряды Локальные следы Ползущий разряд Нагрев целлюлозы Перекрытие	Да Нет Да Да Да
<u>Магнитная цепь</u> Изоляция остова Прессовка Магнитные экраны Цепь заземления	Потеря прессовки Короткое замыкание /разрыв в цепи заземления Циркулирующий ток Плавающий потенциал Старение изоляции пластин	Нет Да Да Да Нет	Местный нагрев Искрение/разряды Газообразование	Да Да Да
<u>Механическая система:</u> Обмотки Прессовка Крепление отводов	Потеря прессовки	Нет	Деформация обмотки: радиальная осевая скручивание Повреждение изоляции	Нет Да
<u>Электрическая цепь</u> Отводы Проводники обмотки	Плохое соединение Плохой контакт Загрязнение контактной поверхности	Да Да Да	Местный нагрев Разрыв цепи Короткое замыкание	Да Нет Да

Параметры для получения необходимой информации представлены в Таблице 9.

Использование диагностической информации, полученной по результатам анализов масла, можно усовершенствовать, создавая функционально-информационные группы, такие как:

- Характеристики состава – параметры, используемые для идентификации масла,
- Степень старения – параметры, характеризующие процесс старения,
- Состояние изоляционной системы – параметры, используемые для определения запаса электрической прочности и диэлектрических характеристик изоляционных промежутков,
- Степень деградации – параметры, позволяющие характеризовать повреждения, неисправности и износ.

Табл.9 Функциональная классификация информации, полученной на основании результатов анализа масла

Классификация информации, полученной на основании результатов анализа масла и используемой для продления срока службы трансформатора			
Идентификация	Степень старения	Состояние изоляционной	Степень деградации

		системы	
Состав жидкости	Свободные радикалы	Влагосодержание	Анализ растворенных газов
Типы углеводов	Оптический спектр	Растворимость воды в масле	Расширенный анализ растворенных газов
Удельный вес	Кислотность	Связанная вода	Фурановые соединения
Вязкость	Число омыления	Состав мехпримесей	Фенолы
Коэффициент преломления	Содержание ингибиторов	Пробивное напряжение	Крезолы
Диэлектрическая проницаемость	Поверхностное натяжение	Импульсная прочность	Растворенные металлы
Содержание полиароматических углеводов	Инфракрасная спектроскопия	Электризация	Состав мехпримесей
Содержание ингибитора	Тангенс угла потерь	Удельное объемное сопротивление	
Общее содержание серы	Удельное объемное сопротивление	Тангенс угла потерь	
Коррозионная сера	Коэффициент поляризации	Нерастворимый шлам	
Содержание полихлорированных бифенилов	Мутность	Тенденция к газообразованию	
Содержание бензотриазола	Нерастворимый шлам	Напряжение возникновения ЧР	
	Содержание шлама		
	Испытания на стабильность против окисления		
	Фурановые соединения		

Оценка состояния трансформатора для продления его срока службы

Оценка начинается со сбора следующей информации о трансформаторе: паспортные данные, информация о магнитопроводе и обмотках, включая их вес и конфигурацию, системе защиты от увлажнения, системе охлаждения, наличие и схема расположение РПН, наличие ПБВ, а также полная информация о масле. Вся эта информация должна быть организована таким образом, чтобы иметь доступ к ней в любой момент во время проведения оценки.

Для проведения оценки должны быть доступны данные по эксплуатации и обслуживанию трансформатора. Как было показано выше, обособленные результаты испытаний могут указать на одну причину, но в действительности их может быть несколько. Полноценная оценка может быть выполнена только при наличии комплексного объема информации.

Для контроля функциональности предлагается при оценке рассматривать вопросы старения, состояния изоляционной системы и степени деградации. Необходимо отметить, что некоторая информация совпадает в различных темах совпадает, но такая функциональная группировка ни в коей мере не ограничивает программу испытаний.

Оценка степени старения трансформатора

Параметры, указанные в столбце «Степень старения» Табл. 9, подобраны с целью получения ответа на следующие вопросы:

- Какое остаточное содержание ингибитора?
- Какое содержание полярных неокислотных продуктов ?
- Какое содержание кислот?
- Какой уровень влагосодержания?
- Какое содержание эфиров?

- Какое количество шлама?
- Какое количество нерастворимого шлама?
- Какая степень полимеризации бумаги?

Ответы на эти вопросы вместе с общей информацией о трансформаторе образуют основу для оценки степени старения и его потенциальных последствий. Для проведения действий, аналогичных показанным на Рис.4, можно выбрать несколько состояний по результатам оценки:

- Наличие воды, кислот и некислотных полярных продуктов, ускоряющих разложение целлюлозы,
- Предельный индукционный период, указывающий на тенденцию к ускоренной деградации,
- Появление шлама.

Оценка состояния изоляционной системы трансформатора

Оценка состояния изоляционной системы трансформатора заключается в количественном определении факторов, которые могут уменьшить запас электрической прочности изоляции при рабочих условиях и в дефектном состоянии. Используя эту информацию, можно ответить на следующие основные вопросы:

- *Какая степень загрязнения водой, частицами, кислотой, шламом?*
- *Возможно ли значительное снижение запасов электрической прочности при рабочих температурах?*
- *Какова электрическая прочность диэлектрика?*
- *Какое количество воды находится в твердой изоляции?*
- *Будут ли образовываться пузырьки при любой допустимой нагрузке?*
- *Насколько загрязнена поверхность изоляции?*
- *Какова остаточная механическая прочность твердой изоляции?*
- *Обеспечивает ли это достаточную динамическую стойкость?*

Как и при определении степени старения, ответы на эти вопросы вместе с общей информацией о трансформаторе образуют основу для оценки запасов электрической и механической прочности. Для обоснования действий можно выбрать нескольких следующих состояний по результатам оценки:

- Вероятность снижения электрической прочности из-за наличия проводящих частиц,
- Вероятность снижения электрической прочности из-за наличия отложений на изоляции или поверхностно-активных веществ,
- Вероятность снижения электрической прочности из-за наличия воды,
- Вероятность снижения механической прочности.

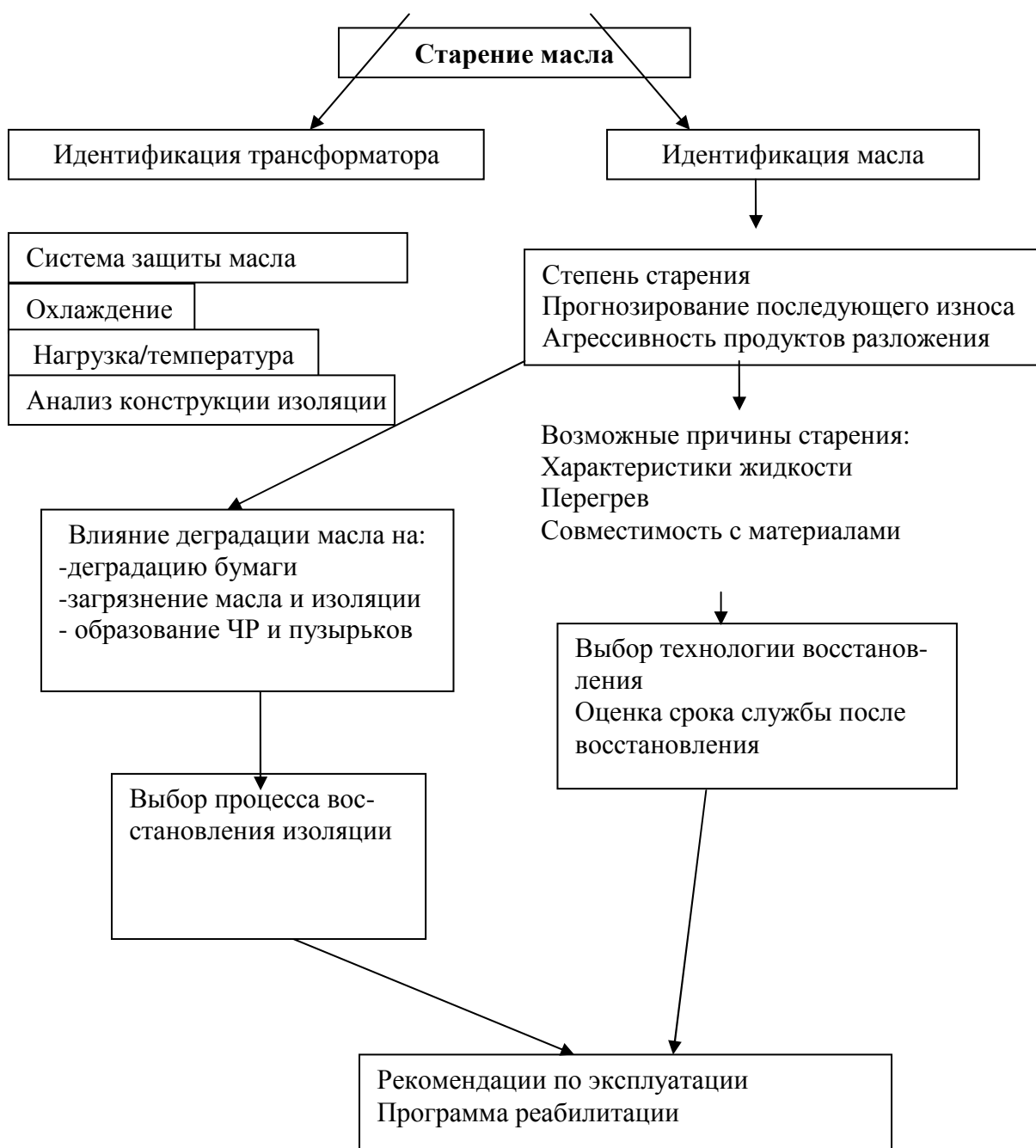


Рис.4 Схема действий при старении масла

Оценивание степени деградации трансформатора

Продукты деградации, такие как газы, фурановые соединения, фенолы, крезолы, растворенные металлы и частицы металлов являются эффективными индикаторами процессов деградации.

Однако после обнаружения идентифицировать источник и оценить опасность процесса довольно трудно. Схема на Рис.5 показывает, как можно использовать информацию по газам для локализации возможных источников деградации. В сочетании с дополнительной информацией о трансформаторе вероятность идентификации источника и его опасности значительно возрастает.

Выводы

Для продления срока службы трансформатора необходимо выполнить системную всестороннюю оценку состояния трансформатора. Поскольку трансформаторное масло является частью системы, то по результатам его испытаний может быть получено большое количество необходимой информации. Для получения максимально полной полезной информации из результатов испытаний масла необходимо понимание динамики трансформатора как системы, включая распределение влаги, газов, продуктов загрязнения и разложения в жидкой, твердой изоляции и газовом пространстве. При таком понимании и наличии результатов испытаний, становится возможным выполнение полноценной диагностической оценки. Такая диагностика и перечень рекомендуемых эффективных действий дает возможность выбрать оптимальный план действий с учетом возможностей энергосистемы.

Литература

- [1] J.Sabau, R.Stokhuyzen, Aging and Gassing of Mineral Insulating Oils, Proceedings of TechCon 2000
 - [2] B. Pahlavanpour, UK Insulating Oil Aging: Reclamation or Replacement
 - [3] B. Pahlavanpour, G.Wilson, Insulating Oil Management Services

 - [4] W.Tumiatti and B. Pahlavanpour “Condition Monitoring by Oil Chemical Analysis”
 - [5] T. V. Oommen* Bubble Evolution from Transformer Overload
Paper for presentation at the IEEE Insulation Life Subcommittee, Niagara Falls, Canada, October 17, 2000.
 - [6] CIGRE WG 12.18 “Life management of Transformers, Draft Interim Report”, *CIGRE SC12 Colloquium, July 1999, Budapest.*
 - [7] E. Savchenko and V. Sokolov “Effectiveness of Life Management Procedures on Large Power Transformers”, *CIGRE SC12 Colloquium, 1997, Sydney.*
 - [8] IEEE “Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus-Part 1 : Oil Filled Power transformers, Regulators and Reactors”, IEEE Std 62-1995.
 - [9] V.V. Sokolov, Z. Berler, V. Rashkes “Effective Methods of the Assessment of the Insulation System Conditions in Power Transformers: A View Based on Practical Experience”, *Proceedings of the EIC/EMCWE'99 Conference, October 26-28, 1999, Cincinnati, OH*
 - [10] V. V. Sokolov and B. V. Vanin “Experience with In-Field Assessment Of Water Contamination of Large Power Transformers”, *EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VII, 1999.*
 - [11] V.V. Sokolov Consideration on Power Transformer Condition based Maintenance, EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII, February 20-23, 2000, New Orleans, LA
 - [12] W.McNutt, A.Bassetto, P.Griffin. Tutorial on Electrical-Grid Insulating Papers in Power Transformers. *1993 Doble Clients Committees Fall Meeting.*
 - [13] T. V. Oommen, EPRI Report EL-7291 ‘Further Experimentation on Bubble Generation During Transformer Overload’ March 1992
 - [14] T. V. Oommen, ‘Particle Analysis on Transformer Oil for Diagnostic and Quality Control Purposes’ Doble Conf. Paper, 1984
 - [15] T. V. Oommen, ‘Update on Metal-in-Oil Analysis As It Applies to Transformer Oil Pump Problems’ , Doble Conf. Paper, 1984
 - [16] Sakkie vanWyke, “The Ever-Aging Power Plants in South Africa: Analyzing the Current Scenerio and Establishing Effective Management Strategies”, Proceedings of TechCon 2000 Aus-NZ.
 - [17] V.G.Davydov, O.M.Roizman, “Moisture Phenomena and Moisture Assessment in Operating Transformers”, Proceedings of TechCon 2000 Aus-NZ.
-