

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ УВЛАЖНЕННОСТИ МОЩНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Доктор техн. наук М. Е. Иерусалимов, канд. техн. наук З. М. Белецкий,
инженеры В. В. Соколов, В. Я. Филиппишин, А. С. Туткевич

В связи с широким освоением сверхмощных трансформаторов СВН и УВН, дальнейшей рационализацией конструкций и уменьшением удельных размеров изоляций в последние годы повысился интерес к состоянию изоляции в эксплуатации и критериям ее работоспособности. Одной из наиболее важных задач является определение допустимой степени увлажнения изоляции. Результаты исследований [Л. 1], проведенных на моделях маслобарьерной изоляции (МБИ), позволяют заключить, что в современных изоляционных конструкциях влагосодержание твердой изоляции по условиям сохранения запасов электрической прочности не должно превышать 2—2,5%. Диалогичные и даже более жесткие требования (менее 2%) приводятся в зарубежных публикациях [Л. 2].

Необходимость поддержания низкой влажности изоляции в эксплуатации вызывает повышение требований к допускаемой степени ее увлажнения перед включением трансформатора в работу. Считается, что для современных трансформаторов, оборудованных герметичными видами защиты масла в эксплуатации, состояние изоляции перед включением не должно существенно отличаться от ее состояния на заводе. Так, по данным [Л. 2] у трансформаторов 500 кВ влагосодержание даже поверхностных слоев изоляции перед включением не должно превышать 0,5%. В настоящей статье на базе опыта эксплуатации значительного числа трансформаторов, рассмотрены особенности усложнения изоляции, критерии оценки ее состояния, а также предложены методы обеспечения и контроля требуемой степени увлажнения изоляции, в частности, перед включением трансформаторов в работу.

Увлажнение изоляции трансформаторов и методы его контроля. После отгрузки трансформатора с завода изоляция поглощает некоторое количество влаги в процессе транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации. В табл. 1 приведены результаты обследования состояния изоляции ряда трансформаторов 220 — 750 кВ на этапах монтажа и эксплуатации. Из приведенных данных видно, что влажность изоляции в зависимости от условий может резко различаться, и для оценки состояния изоляции необходимо учитывать не только степень возможного увлажнения, но и характер распределения влаги в изоляции.

Существующая система контроля увлажнения изоляции [Л. 3] представляет собой комплекс технологических проверок и профилактических испытаний. Наиболее важной ее частью, особенно во время монтажа трансформаторов, является проверка соблюдения технологических требований, ограничивающих контакт изоляции с влажной средой (контроль герметичности уплотнений, соблюдения сроков и условий хранения, разгерметизации и пр.). Другой частью комплекса является определение степени увлажнения с помощью измерения электрических параметров: сопротивления изоляции R_{60} , тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta_n$, коэффициент абсорбции R_{60}/R_{15} , C_2/C_{50} , D/C . Проведенные в последние годы исследования [Л. 5] позволили уточнить область применения указанных методов, усовершенствовать методику испытаний и оценки результатов, что нашло отражение в нормативных документах [Л. 3]. В настоящее время основное внимание при определении степени увлажнения уделяется результатам измерения R_{60} и $\text{tg}\delta_n$ трансформаторов, заполненных маслом, и сравнению этих результатов с заводскими значениями либо с предыдущими измерениями (например, до и после капитального ремонта). Рассмотрим эффективность принятых методов и критериев оценки состояния изоляции.

Результаты наблюдений в течение ряда лет за состоянием изоляция мощных трансформаторов показывают, что принятые критерии без учета других факторов не являются достаточным основанием для заключения о состоянии изоляции. Так, при сравнении изменения величин R_{60} и $\text{tg}\delta_n$ с увеличением влагосодержания изоляции (28 трансформаторов) большая часть значений R_{60} увлажненной изоляции оказалась существенно выше заводских данных (рис. 1,а), а

большая часть абсолютных величин $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ (рис. 1,б) была заметно ниже оценочной нормы 1,0%. Корреляционные связи между величинами R_{60} , $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ и влагосодержанием изоляции в этих случаях оказались слабыми.

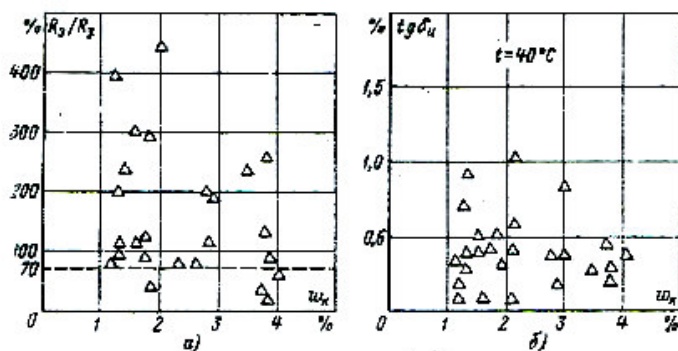


Рис. 1. Корреляционные зависимости R_{60} , и $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ от влагосодержания образцов изоляции ω_k (R_3 / R_3 — отношение ветчины R_{60} , измеренной в эксплуатации при влажности ω_k , к заводскому значению).

Таблица 1

Увлажнение изоляции некоторых трансформаторов 220 – 750 кВ при монтаже и в эксплуатации

Этапы обследования изоляции	Изменение Влагосодержания изоляции, % массы	Характер распределения влаги	Источник информации
После хранения без масла в транспортном состоянии менее 6 мес.	Увеличение на 0,1 % и менее	Неравномерный. Увеличение влажности слоев глубиной до 0,5 мм на 0,4 – 10 % их массы	Обследование 35 трансформаторов
После длительного (более года) хранения в транспортном состоянии	Увеличение на 0,5 – 2,0 %	Слабонервномерный. Влажность поверхностных и внутренних слоев отличается незначительно	Обследование 9 трансформаторов
После разгерметизации при монтаже и в эксплуатации при нормированных (3, 4) условиях	Увеличение на 0,1 – 0,2 %	Резконервномерный. Возможное увеличение влажности поверхностных слоев глубиной 0,5 мм на 1 – 1,5 %. Глубиной 0,1 м – на 3 – 5 %	Исследование моделей изоляции
В эксплуатации ¹ . защита масла с помощью силикагелевого воздухоосушителя	Увеличение в среднем на 0,2 % в год	Неравномерный. Отмечается отличие влажности отдельных зон изоляции до 1 – 1,5 %	Обследования 43 трансформаторов, проработавших до 15 лет
Азотная защита масла	В среднем после 5 – 6 лет работы влагосодержание 1 % и менее. Отмечаются случаи увеличения влажности до 1,5 – 2 %	Слабонервномерный при влажности менее 1,0 %. Неравномерный с отличием влажности отдельных зон до 1,0 % в трансформаторах с большей влажностью	Обследования 14 трансформаторов, проработавших до 8 лет
Пленочная защита масла	Средняя влажность после 2 и 6 лет работы, 0,5 % и менее	Слабонервномерный	Обследование двух трансформаторов

¹ См также [Л. 6].

Ориентация на значения R_{60} и $tg\delta_{и}$ на практике неоднократно приводила к неправильным выводам о включении в работу трансформаторов с повышенным влагосодержанием, что вызывало снижение надежности изоляции, а в некоторых случаях даже ее повреждение. Так, автотрансформатор 180 МВ·А, 220/110 кВ после ремонта был ошибочно залит влажным маслом. После контрольной подсушки с циркуляцией масла через центрифугу характеристики изоляции и масла удовлетворяли нормам (в том числе значения R_{60} были выше заводских данных). Было принято решение о включении трансформатора в работу. Через 0 ч произошел пробой изоляции обмотки ВН по причине, как выяснилось в последствии, ее значительного увлажнения.

Одним из основных факторов, затрудняющих оценку увлажнения изоляции по изменению величин R_{60} и $tg\delta_{и}$ является их зависимость от характеристик масла. Влияние качества масла на изменение характеристик изоляции неоднократно рассматривалось в литературе. Установлено [Л. 4], что изменение электропроводности масла влияет как на величину результирующей проводимости исследуемого участка изоляции, так и на характер протекания абсорбционных процессов. В качестве параметра, характеризующего свойства масла, принимается обычно $tg\delta_{м}$. Для определения влияния $tg\delta_{м}$ на величины R_{60} и $tg\delta_{и}$ была рассмотрена взаимосвязь этих характеристик в 23 типах трансформаторов (более 240 трансформаторов) 220—750 кВ.

Результаты анализа подтвердили выводы [Л. 4] о практически линейной зависимости $tg\delta_{и}$ от $tg\delta_{м}$ (рис 2). Коэффициенты парной корреляции $tg\delta_{и}$ - $tg\delta_{м}$, рассчитанные на ЭВМ для одинаковых участков изоляции и однотипных трансформаторах, составили $r = 0,7 - 0,85$. В то же время, как видно из рис. 2, для различных конструкций эти зависимости несколько отличаются. Кроме того, область разброса значений $tg\delta_{и}$ заметно превышает допустимое 30%-ное отклонение этого параметра, особенно при малых $tg\delta_{м}$. По [Л. 3] количественный учет влияния $tg\delta_{м}$ на $tg\delta_{и}$ проводится с помощью соотношения $\Delta tg\delta_{и} = k_{м} \Delta tg\delta_{м}$, где $k_{м}$ — коэффициент, зависящий от конструкции изоляции, для МБИ $k_{м} = 0,45$. Проведенная статистическая оценка (количество измерений более 800) не подтвердила правильности использования одного значения коэффициента $k_{м}$ для всех конструкций изоляции. Установление определенных значений коэффициента $k_{м}$ возможно только для подобных конструкций в диапазоне $tg\delta_{м} \approx 0,6 \div 4\%$ при 70°C .

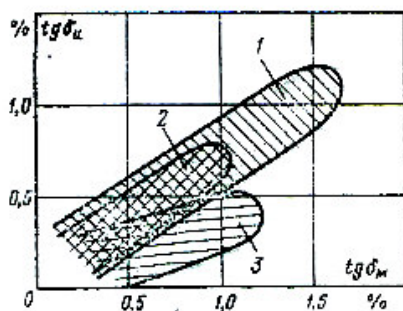


Рис. 2. Влияние $tg\delta_{м}$ и $tg\delta_{и}$ изоляции участка «обмотки ВН – бак» в трансформаторах.
1 – 267 МВ·А, 500/220 кВ; 2 – 333 МВ·А, 750/330 кВ; 3 – 630 МВ·А, 220/15 кВ.

Проведенные работы позволили определить также характер и особенности влияния $tg\delta_{м}$ на R_{60} . Выявлено, что зависимость R_{60} для определенного участка изоляции трансформаторов 230—750 кВ от $tg\delta_{м}$ в некотором диапазоне изменения значений последнего (до 3—4% при 70°C) может быть аппроксимирована гиперболой. Характерное влияние $tg\delta_{м}$ на R_{60} в наиболее типичном диапазоне изменения $tg\delta_{м}$ показано на рис. 3 (кривая 1). Нелинейная зависимость R_{60} от $tg\delta_{м}$ объясняет наблюдаемые на практике более частые случаи отклонения этого параметра от нормы по сравнению с $tg\delta_{и}$. Действительно, при $tg\delta_{м} \leq 1,0\%$ при 70°C значений R_{60} (рис. 3) могут измениться на порядок и более, в то время как значения $tg\delta_{и}$ (рис. 2) при этих условиях, как правило, оказываются заметно ниже 1.0% и по существующим нормам не оцениваются.

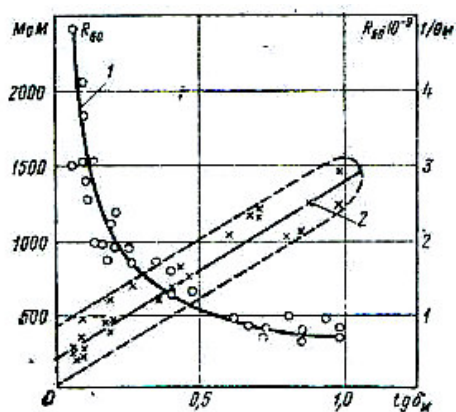


Рис. 3. Влияние $\text{tg}\delta_M$ на сопротивление изоляции участка «обмотка ВН — бак» в автотрансформаторах 333 МВ·А, 750/330 кВ:

- 1 — корреляционная зависимость R_{60} от $\text{tg}\delta_M$;
 2 — корреляционная зависимость $1/R_{60}$ от $\text{tg}\delta_M$.

Более четко характер влияния масла на R_{60} может быть установлен при рассмотрении зависимости $1/R_{60} = f(\text{tg}\delta_M)$. Для рассматриваемой конструкции изоляции в указанном диапазоне изменения $\text{tg}\delta_M$ эта зависимость может быть аппроксимирована линейной функцией (рис. 3, кривая 2). Коэффициенты парной корреляции $1/R_{60} - \text{tg}\delta_M$, вычисленные для четырех типов трансформаторов, составили $r = 0,8 - 0,95$. Соответственно, количественное соотношение между R_{60} и $\text{tg}\delta_M$ при изменении $\text{tg}\delta_M$ примерно до 4% может быть определено из выражения

$$\frac{1}{R_{60}} = \frac{1}{R_{60(0)}} + k \text{tg}\delta_M,$$

где $R_{60(0)}$ — значение сопротивления изоляции при $\text{tg}\delta_M \approx 0$; k — коэффициент, зависящий от конструкции МБИ. Для некоторых конструкций, в частности для трансформаторов 35 — 110 кВ, может быть использовано более простое эмпирическое выражение [Л. 6]. Однако, как показала проверка (число измерений более 600), для различных конструкций в доверительную область $\{0,7 \leq k_M \leq 1,3\}$ попадает только около 60% результатов измерений. Кроме того, установление определенного коэффициента k_M , практически неприемлемо для малых $\text{tg}\delta_M$ (менее 0,3 — 0,5% при 70°C), а также для сравнительно загрязненных масел ($\text{tg}\delta_M > 4\%$). Причинами затруднений при определении однозначных количественных соотношений между R_{60} , $\text{tg}\delta_M$ и $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ являются, в частности, зависимость от конструктивных размеров МБИ, а также большие погрешности применяемой аппаратуры, особенно при измерении малых $\text{tg}\delta$.

Таким образом, без учета влияния масла оценка результатов измерений R_{60} и $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ по существу не имеет смысла. Однако приведенные количественные выражения могут быть использованы только для приближенного учета влияния масла. При нормировании определенных коэффициентов и сохранении существующих норм на изменение величин R_{60} и $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ неизбежны ошибки при отбраковке изоляции.

Эффективность контроля увлажнения изоляции по измерению значений R_{60} и $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ с учетом влияния $\text{tg}\delta_M$ определялась на реальных изоляционных конструкциях для трех характерных состояний изоляции: общее (объемное) увлажнение, поверхностное увлажнение, увлажнение отдельных участков изоляции.

1. Для определения чувствительности R_{60} и $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ к общему увлажнению изучалось изменение этих параметров в однотипных трансформаторах с защитой масла с помощью силикогелевого воздухоосушителя при постепенном увлажнении изоляции за счет поглощения влаги из окружающей среды. Результаты наблюдения показали, что, по меньшей мере, после 6—8 лет эксплуатации (наибольшее количество данных) и увеличений влажности до 1,5—2,0% [Л. 6] величины R_{60} и $\text{tg}\delta_{\text{и}}$ с учетом $\text{tg}\delta_M$ остаются практически неизменными. Так изоляция 17 трансформаторов 206 МВ·А, 500 кВ через 5 — 7 лет работы увлажнилась в среднем до 1,5% (рис. 4) однако, на величины R_{60} и $\text{tg}\delta_{\text{и}}$, определенные с учетом $\text{tg}\delta_M$ по существу не повлиял рост

влажности. Ощутимое снижение R_{60} с учетом $tg\delta_m$ было замечено только в трансформаторах, влагосодержание изоляции которых составляло более 2 — 2,5 (табл. 2). При влажности более 4 — 5% параметры R_{60} и $tg\delta_m$ существенно изменялись практически незаметным.

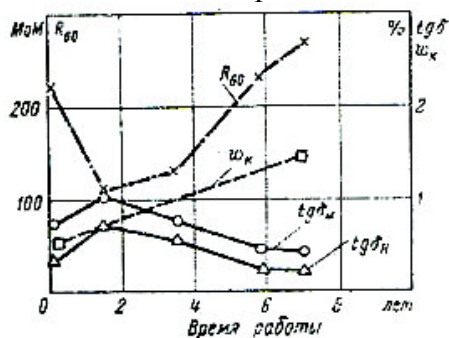


Рис. 4. Изменение R_{60} , $tg\delta_m$ и влагосодержание щк образцов участка изоляции «обмотка ВН – бак» за время эксплуатации трансформаторов 206 МВ·А, 500/20 кВ

Таблица 2

Изменение R_{60} и $tg\delta$ изоляции трансформаторов после увлажнения в процессе эксплуатации

Мощность, МВ·А	Отношение напряжений, кВ	Температура изоляции, °С	Перед включением*			В эксплуатации				$\frac{R'_{60}}{R_{60}}$ %
			R_{60} , МОм	$tg\delta_m$, %	$tg\delta_m$, %	R_{60} , МОм	$tg\delta_m$, %	$tg\delta_m$, %	$\sigma_{ср}$, %	
267	500/242	60	290	0,34	0,9	1240	0,1	0,19	2,0	93
135	500/15	30	700	0,47	1,7	3300	0,2	0,38	2,2	104
125	330/110	40	340	0,4	2,43	510	0,6	1,5	2,5	92
200	330/15	40	580	0,2	1,0	1100	0,1	0,4	2,6	77
360	220/20	60	148	0,38	0,47	141	0,31	0,35	3,1	71
200	30/110	60	470	0,1	0,4	420	0,3	0,6	2,9	60
240	330/220	40	800	0,7	1,0	490	0,4	0,8	4,0	49

Таким образом, при увлажнении изоляции до 2,0—2,5 на значения R_{60} и $tg\delta_m$ преобладающее влияние оказывает свойство масла, а изменение этих параметров вследствие увеличения влажности при достигнутой точности измерения оказывается практически незаметным. В отношении $tg\delta_m$ это может быть объяснено известным понижением чувствительности [Л. 7] при влажности целлюлозной изоляции меньше 2,0—3,0%. На результирующую величину R_{60} определяющее влияние оказывают, по-видимому, свойства слоев масла, включенных последовательно, с твердой изоляцией, а также неравномерное распределение влаги.

При дальнейшем увеличении влажности ухудшение электроизоляционных свойств твердой изоляции, в конечном счете, становится определяющим.

2. Влияние поверхностного увлажнения изучалось для состояния изоляции после монтажа трансформаторов и разгерметизации в эксплуатации. Из-за слабой чувствительности $tg\delta_m$ к увлажнению сравнительно малого объема изоляции [Л. 7] большое внимание уделялось значениям R_{60} . Однако заметного изменения этого параметра при увлажнении изоляции (табл. 1) не отмечено. Не выявлено существенного изменения R_{60} и в большинстве случаев, когда проводилось термовакуумное подсушивание изоляции. После такого подсушивания (рассмотрено 73 случая) значения R_{60} изменились как в сторону улучшения, так и ухудшения (с учетом изменения $tg\delta_m$). Чувствительность R_{60} к поверхностной влаге с учетом влияния масла требует дополнительных

* Влагосодержание изоляции перед включением $\sigma_{ср} < 1\%$.

** Вычислено после приведения R'_{60} с учетом $tg\delta_m$ по формуле:

$$R'_{60np} = \frac{R'_{60} \operatorname{tg}' \delta_m}{\operatorname{tg} \delta_m}.$$

исследований, но проведенные работы дают основание полагать, что этот параметр может выявлять только весьма значительное увлажнение, недопустимое для современных трансформаторов.

3. Для определения влияния увлажнения отдельных участков изоляции были систематизированы известные случаи дефектов изоляции (примерно за последние 10 лет) и проанализированы способы их обнаружения. Оказалось, что измерения R_{60} и $\operatorname{tg} \delta_{и}$ по участкам (обмотка — бак, между обмотками и др.) достаточно четко выявляли местное увлажнение деталей, шунтирующей исследуемый участок (изоляция контакторов РПН от бака, изоляционных деталей крепления отводов и др.). Далее измерения R_{60} и особенно $\operatorname{tg} \delta_{и}$ позволяют обнаружить и некоторые дефекты, не связанные с увлажнением, например, загрязнение выводов, разрушение определенного объема изоляции частичными разрядами и т. п. Таким образом, измерение R_{60} и $\operatorname{tg} \delta_{и}$ дает важную информацию об общем состоянии изоляции. Однако чувствительность этих параметров не позволяет надежно контролировать степень увлажнения изоляции, допускаемую для современных трансформаторов 220- 750 кВ.

Предлагаемые методы контроля увлажнения изоляции современных трансформаторов. По мере повышения требований к изоляции, прежде всего, возникает необходимость дальнейшего совершенствования технологии обработки изоляции и сохранения ее свойств при монтаже и обслуживании трансформаторов. Для достижения этих целей может быть предложено следующее: а) обеспечение защиты изоляции от увлажнения при разгерметизации трансформаторов с помощью сухого воздуха [Л. 8]; б) обязательное удаление влаги, адсорбированной поверхностными слоями изоляции, например, с помощью низкотемпературного вакуумного подсушивания с применением вымораживания водяных паров [Л. 9]; существенно замедлит увлажнение изоляции в эксплуатации применение пленочной защиты масла.

Методы оценки увлажнения изоляции современных трансформаторов в свою очередь должны обеспечивать контроль влагосодержания 0,5—1,0% массы, давать информацию о характере распределения влаги по толщине изоляции, в минимальной степени зависеть от других факторов, не связанных с увлажнением, быть экономичными и удобными в полевых условиях. Указанным требованиям наиболее полно отвечают методы, основанные на непосредственном измерении влажности, а из косвенных методов — контроль абсорбционных характеристик изоляции.

Результаты проведенных исследований позволяют выделить в качестве перспективных следующие методы непосредственного контроля влажности: изменение температуры «точки росы» водяных паров воздуха, окружающего изоляцию; измерение количества конденсата водяных паров при вакуумной обработке изоляции; измерение влагосодержания образцов твердой изоляции и масла.

Метод, основанный на измерении температуры «точки росы» водяных паров окружающего изоляцию воздуха (газа) в состоянии равновесия, представляется перспективным для контроля поверхностного увлажнения изоляции трансформаторов после их транспортировки и хранения без масла, а также при разгерметизациях со сливом масла. По предварительным данным, в том числе по результатам измерений на ряде мощных трансформаторов 330 – 750 кВ критерием достаточной сухости изоляции могут быть значения температуры «точки росы» в пределах — 40 ч -35°С.

Мерой степени увлажнения поверхностных слоев изоляции глубиной примерно до 0,5 мм может служить количество выделившейся влаги в процессе вакуумной низкотемпературной подсушки изоляции при остаточном давлении 13 – 20 Па с применением вымораживания водяных паров. Изоляция может считаться достаточно сухой, если за 24 ч обработки количество выделившейся влаги не превышает 0,1% от массы увлажненных слоев изоляции или (для трансформаторов 220 – 750 кВ) не более 500 г влаги в сутки. Указанный метод был успешно применен при вводе в эксплуатацию автотрансформаторов 750 кВ и ряда других уникальных трансформаторов. На рис. 5 в качестве примера показано изменение количества влаги, выделившейся при обработке увлажненной (кривая 1) и практически сухой (кривая 2) изоляции.

Измерение влагосодержания образцов изоляции представляется особенно важным в случаях повышенной вероятности увлажнения (длительное хранение, нарушение герметичности и пр.). Для получения информации не только о степени увлажнения, но и характере влагораспределения разработана модель изоляции из образцов электрокартона толщиной 0,5; 1,0 и 3,0 мм, закрепляемая внутри бака трансформатора. Заметное отличие влажности этих образцов, имеющих одинаковые поверхности увлажнения, может быть свидетельством неравномерного распределения влаги по толщине изоляции.

Определенное представление о влажности изоляции (преимущественно поверхностных слоев) может быть получено также путем измерения влагосодержания масла. При этом следует учитывать, что растворимость воды в маслах разных марок несколько различается. В случае масел ТКП (по ГОСТ 982-68) по данным предварительных проверок свидетельством сравнительно малого (около 1,0%) влагосодержания твердой изоляции может быть значение влагосодержания масла примерно 10 миллионных частей при установившейся температуре трансформатора 30 — 40°С.

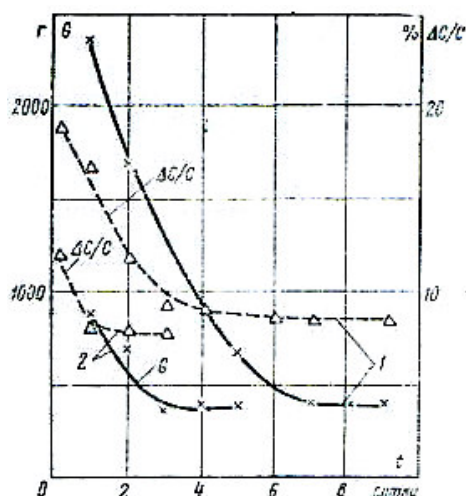


Рис. 5. Изменение количества конденсата водяных паров G , выделившегося в «ловушке вымораживания», и параметры $ДС/С$ в процессе вакуумного низкотемпературного подсушивания изоляции.

1 — для изоляции автотрансформатора 125 МВ·А, 220/110 кВ, увлажненной при хранении без масла с нарушением герметичности уплотнений бака; 2 — для изоляции автотрансформатора 333 МВ·А, 750/330 кВ, поверхностные слои которой незначительно увлажнились за время хранения и разгерметизации

Хорошие результаты при контроле сравнительно малой степени увлажнения могут быть получены также посредством измерения наиболее чувствительных абсорбционных характеристик изоляции: коэффициента $ДС/С$ и коэффициента состояния изоляции k_c [Л. 10]. Проведенные работы показывают, что погрешности, вызывающие зачастую затруднения при сравнении двух результатов измерения $ДС/С$, полученных в различных условиях, могут быть существенно уменьшены, если испытания проводить при стабильной температуре и учитывать относительное изменение $ДС/С$, например, в процессе указанной вакуумной обработки изоляции (рис 5).

Перспективным представляется применение для оценки влажности параметра k_c , характеризующего скорость спада тока абсорбции в начальный момент времени и имеющего высокую чувствительность к неоднородному состоянию изоляции, в частности к изменению влажности по объему изоляции. Результаты измерения k_c при контроле сушки (особенно на ее окончательной стадии) в заводских условиях подтвердили целесообразность широкого распространения этого метода для определения влажности изоляции.

Выводы

1. Принятые в настоящее время методы и критерии оценки увлажнения изоляции по изменению электрических параметров не позволяют надежно контролировать увлажнение изоляции современных трансформаторов 220 — 750 кВ.

2. Для контроля увлажнения изоляции трансформаторов перед включением в работу требуется определение степени увлажнения и характера распределения влаги по толщине изоляции. С этой целью могут быть использованы методы, основанные на измерении температуры «точки росы» водяных паров в баке, определении влагосодержания образцов твердой изоляции и масла, измерении количества конденсата водяных паров при вакуумной обработке изоляции, а также абсорбционные методы, в частности, измерение ДС/С и коэффициента состояния изоляции.

Список литературы

1. Исследование электрической прочности маслосодержащей изоляции в условиях, близких к эксплуатационным. — В Новые разработки и исследования в области электрической изоляции. Всесоюзное научно-техническое совещание. ВИНТИ. Авт.: Ю. Н. Калентьев и др.
2. Kawamura T. Proposals on standardisation of the installation to secure the reliability of transformer insulat CIGRE, 1976, 12-01.
3. Объем и нормы испытания электрооборудования. «Энергия», 1975 (Министерство энергетики и электрификации СССР. Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем).
4. Влияние свойств трансформаторного масла на электрические характеристики изоляции трансформаторов, вводимых в эксплуатацию. — В кн.: Электротехническая промышленность, серия «Аппараты высокого напряжения, трансформаторы, силовые конденсаторы». М., Информэлектро, № 3 (23). Авт.: Б. А. Алексеев и др.
5. Увлажнение изоляции трансформаторов в эксплуатации. — «Энергетика и электрификация». Киев, «Техніка», № 6. Авт.: Б. В. Ванин и др.
6. Тиняков Н. А., Дорофейчик Н. А. О косвенном методе определения сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов. — «Изв. вузов. Энергетика», 1973, № 2.
7. Алексеев Б. А., Лукин Н. Н. Увлажнение трансформаторной изоляции и его связь со схемой замещения. — «Труды ВНИИЭ», 1967, вып. 28.
8. Фомищенко В. А., Туткевич А. С., Соколов В. В. Опыт монтажа мощных силовых трансформаторов высокого напряжения. — «Технология электротехнического производства», 1975, № 9 (76).
9. Лавриненко В. П., Орлов П. П., Филиппишин В.Я. Основы низкотемпературной сушки силовых трансформаторов. Экспресс-информация «Электромонтажные работы». Центр научно-технической информации по энергетике и электрификации, 1975, № 2.
10. Иерусалимов М. Е. Определение характеристик изоляции по токам абсорбции — В кн.: Электрические сети системы. Межведомственный научно-технический сборник. — Львов, «Вища школа», 1968, вып. 4.