

ОПЫТ ДИАГНОСТИКИ И РЕМОНТОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ

Цветаев С.К., Першина Н.Ф., Смекалов С.В.,
НПО «Техносервис-Электро»
Долин А.П., канд. техн. наук,
Смекалов В.В., канд. техн. наук, ОАО «ФСК ЕЭС» России

В настоящее время комплексные диагностические обследования (КДО) или испытания все шире используются для оценки состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (далее трансформаторов), определения характера и уровня развития дефектов всех систем и узлов этих электрических машин. Для успешной реализации основных задач КДО трансформаторов, как правило, используется следующая программа работ: 1) анализ аварийности и характерных дефектов данного типа трансформатора; 2) осмотр трансформатора и сбор технической информации (о режимах работы, нагрузке, уровнях токов к.з. и рабочего напряжения, особенностях эксплуатации, потребителях, климатических условиях, загрязненности атмосферы и др.); 3) анализ технической документации и результатов эксплуатационных измерений; 4) проведение электрических измерений на отключенном трансформаторе ($\tan\delta$ и R изоляции обмоток и вводов, сопротивление обмоток постоянному току, потерь х.х. и сопротивления (напряжения) к.з. и др.); 5) проведение измерений на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и х.х. (измерения частичных и других электрических разрядов, локация разрядов акустическими приборами, тепловизионное обследование всех узлов трансформатора, вибрационное обследование бака, а также маслососов системы охлаждения); 6) отбор проб масла из бака, маслосодержащих вводов, контакторов РПН и проведение физико-химических анализов масла в лаборатории по крайней мере в объеме требований «Объемов и норм испытания электрооборудования»; 7) подготовка и выпуск технического отчета, в котором приводятся результаты обследования, анализ полученных результатов, заключение о состоянии трансформатора и рекомендации по дальнейшей эксплуатации и текущем диагностическом контроле, а при необходимости — объему и методике проведения ремонтных работ.

Результаты обследования около 600 трансформаторов, а также проведенные ремонты примерно 60 трансформаторов подтвердили, что это необходимый минимум работы, который обеспечивает достоверную оценку диагностического состояния этих электрических машин, позволяет устранить неопределенность в оценке технического состояния трансформаторов.

Дефекты трансформаторов могут быть вызваны естественными факторами: рабочими токами и токами к.з., рабочими напряжениями и перенапряжениями, воздействиями окружающей среды, химическими реакциями, спровоцированы развитием других дефектов, а также «человеческим фактором»: ошибками при конструировании, монтаже и ремонтах трансформаторов. Например, один узел крепления изоляции нижней ярмовой балки от днища бака трансформатора типа ТДТН-40000/110 (400 МВА, 110 кВ) имел уменьшенные изоляционные расстояния. В результате зашламления и загрязнения активной части в этом узле произошло значительное снижение сопротивления изоляции ярмовой балки относительно бака и образование короткозамкнутого контура. Дефект диагностировался ростом концентрации углеводородных газов (в том числе появлением ацетилена в незначительных концентрациях), растворенных в масле, а также измерением электрических разрядов и их локацией акустическими приборами.

НПО «Техносервис-Электро» постоянно совершенствует методику проведения комплексных диагностических обследований. С этой целью реализуется программа повышения эффективности обследований трансформаторов, которая включает выполнение следующих работ.

- Создание базы данных аварийности и характерных дефектов трансформаторов различных типов.
- Систематизация основных видов дефектов и разработка базы данных дефектов (включая иллюстративный материал).

- Сопоставление результатов комплексных диагностических обследований и ремонтов (вскрытий трансформаторов).
- Разработка и внедрение новых и развитие известных диагностических методов.
- Статистическая обработка полученных результатов и оценка достоверности и эффективности отдельных методов КДО.
- Разработка рекомендаций по оценке уровня и опасности развития дефектов.

Формирование базы данных аварийности и характерных дефектов основано на статистике отказов (аварий) трансформаторов, а также на результатах выполненных НПО «Техносервис-Электро» и другими организациями диагностических обследований и ремонтов трансформаторов. В качестве примера на рис. 1 представлены диаграммы количества и причин повреждений наиболее массового отечественного трансформатора типа ТДЦ-125000/110.



Создание базы данных позволяет уточнить рабочую программу обследования и включить при необходимости дополнительные методы измерений и анализов, уделить особое внимание диагностированию наиболее вероятных или опасных дефектов.

Опыт проведения КДО, ремонтов и вскрытий трансформаторов позволил приступить к созданию иллюстрированной базы данных характерных дефектов и их основных признаков. Дефекты условно разделены на две группы: конструкционные (обусловленные несовершенством конструкции, недостатками сборки и монтажа) и развивающиеся под действием внешних и внутренних факторов. Кроме того, все дефекты классифицированы по узлам и системам

трансформатора: дефекты твердой изоляции, масла, обмоток, магнитопровода, системы регулирования и т.д. Указана связь между различными дефектами.

Постоянное совершенствование диагностических методов позволяет определять точное место возникновения дефектов, прогнозировать дальнейшее развитие дефектов, определять уровень опасности дефектов.

Эффективность комплексного подхода при решении задачи по выявлению причины развития дефекта, а также точного места возникновения дефекта подтверждается на примере трансформатора типа ТР-0104-31,5/А производства завода «Минел» (Сербия), комплексное диагностическое обследование которого было проведено НПО «Техносервис-Электро».

В 2005 г. представители завода «Минел» пригласили НПО «Техносервис-Электро» для проведения комплексного диагностического обследования (КДО) двух силовых трансформаторов типа ТР-0104-31,5/А. Причиной проведения такого обследования трансформатора стали превышенные значения уровня частичных разрядов (ЧР) в активной части трансформатора, а также повышенная аварийность трансформаторов подобного типа. Было установлено, что в большинстве трансформаторов, изготовленных после 2001 г., при работе в эксплуатационных условиях были зафиксированы повышенные концентрации водорода.

На основании имеющихся данных была разработана программа работ, которая включала в себя: измерение ЧР электрическим методом, акустическую локацию, вибрационное обследование, тепловизионное обследование, измерение индукции магнитного поля, а также полный цикл физико-химических и хроматографических анализов.

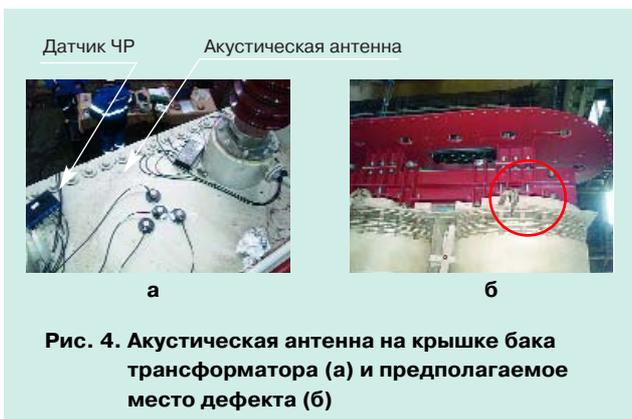
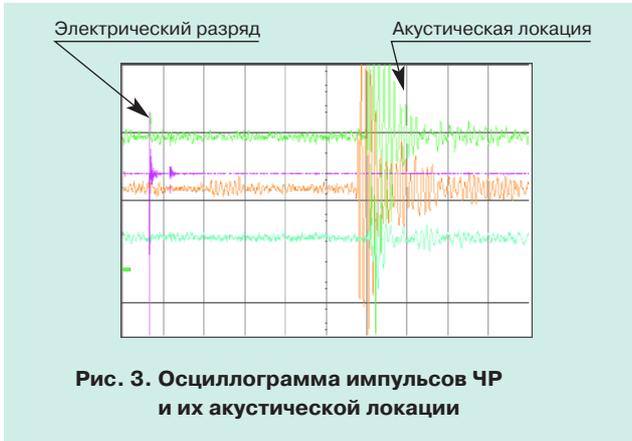
Тепловизионное и вибрационное обследования, а также измерение индукции магнитного поля дефектов не выявили. Все физико-химические показатели качества масла соответствовали требованиям российских «Объемов и норм испытания электрооборудования».

Однако анализ масла методом мембранной фильтрации выявил наличие большого количества металлических частиц правильной округлой формы (рис. 2, а), а также большое количество частиц мелкодисперсного углерода (рис. 2, б).



Измерение уровня ЧР проводилось с плавным поднятием напряжения от 0 до $1,5 U_{ном}$. В результате

измерений было установлено, что при напряжении, равном номинальному, возникали частичные разряды с повышенным уровнем энергии. Применение метода трехмерной акустической локации позволило выявить точное место расположения дефекта. На рис. 3 приведены осциллограммы импульсов ЧР, их акустической локации и предполагаемое место развития дефекта (рис. 4).



Комплексные диагностические обследования около 600 трансформаторов со сроком службы 20 и более лет, выполненные НПО «Техносервис-Электро», показывают, что немедленного вывода из работы и списания требуют менее 2% трансформаторов, капитальный ремонт в ближайшее время необходим около 15% трансформаторов, замена вводов и ремонт отдельных узлов — 23-25%, а учащенного контроля и в перспективе проведения капитального ремонта (в течении 2-5 и более лет) — примерно 27-30%. Более 30% обследуемых трансформаторов не требовали проведения дополнительных организационных и технических мероприятий, так как уровень развития дефектов был незначительным. Высокая достоверность результатов комплексных диагностических обследований, а также своевременно выполненные технические мероприятия обеспечили безаварийную надежную работу всех диагностируемых трансформаторов, в том числе со сроком службы более 50 лет.

Для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов, кроме диагностического контроля, необходимо своевременное проведение капитальных ремонтов. Вместе с тем, необоснованное решение о проведении капитального ремонта,

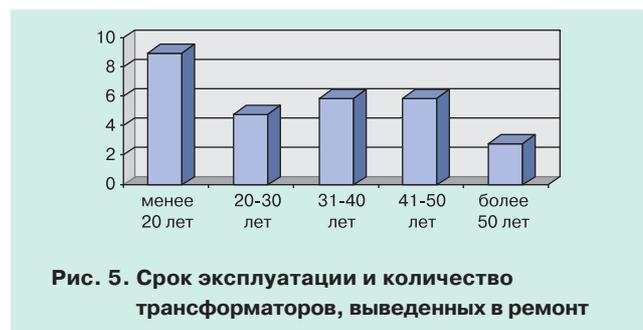
его объеме и технологии в лучшем случае приводит к неоправданным затратам, в худшем — к снижению надежности, ресурса и даже отказам, а в итоге к значительным материальным потерям. Комплексные диагностические обследования позволяют не только выявить развивающиеся дефекты, оценить уровень их опасности, но и обосновать необходимость, объем и сроки проведения капитальных ремонтов.

В качестве примера в таблице приводится объем обследований и ремонтов силовых трансформаторов, проведенных НПО «Техносервис-Электро» в одной из энергосистем. На рис. 5 представлена диаграмма срока службы трансформаторов этой энергосистемы, на которых выполнены ремонтные работы. Как видно из этой таблицы, немедленного выполнения ремонтных работ потребовало относительно небольшое число трансформаторов. Значительное количество ремонтов было отложено. При этом основанием для такого решения прежде всего были диагностические показатели и экономические соображения. Для трансформаторов с развитыми дефектами в предремонтных периодах, как правило, рекомендовались учащенный диагностический контроль, а в ряде случаев технические мероприятия (например, смена силикагеля в термосифонных фильтрах, замена маслонасосов и т.д.). Состояние одного трансформатора потребовало вывода его из работы и замены.

Комплексные диагностические обследования и ремонты в региональной энергосистеме

Год	Количество обследованных трансформаторов напряжением, кВ					Количество ремонтов				
	35	110	150	330	Всего	I	II	III	IV	Всего
1998	1	0	12	6	19	-	-	-	-	-
1999	0	6	16	1	23	-	1	-	-	1
2000	0	4	13	0	17	1	2	-	-	3
2001	0	3	1	2	6	4	-	-	-	4
2002	0	1	3	0	4	4	1	-	-	5
2003	0	8	5	0	13	3	1	-	4	8
2004	0	6	7	1	14	3	1	1	2	7
Итого	1	28	57	10	96	15	6	1	6	28

Примечание. Особенности объема ремонтов: I – реконструкция и обмыв активной части при вакуумировании; II – обмыв активной части при вакуумировании; III – монтаж нового трансформатора (взамен выведенного из работы); IV – замена вводов



Одним из наиболее важных этапов ремонта является сушка изоляции активной части. Для трансформаторов

со значительным сроком службы, а также имеющих увлажнение и зашламление изоляции, обычно используется метод разбрызгивания масла при вакуумировании. Следует отметить, что сушка твердой изоляции связана с воздействием повышенных температур, а вакуумирование, кроме того, с макромеханическим воздействием на целлюлозу при удалении влаги. В результате этого процесса наблюдается ускоренное старение бумажной изоляции и, как следствие, снижение ее степени полимеризации (на 50-250 ед.). Однако в последние годы успешно используется новая технология обмыва, значительно снижающая эти негативные факторы. Эта технология позволяет не только улучшить изоляционные характеристики обмоток, но и сохранить прочность и степень полимеризации бумажной изоляции.

Принципиальная технологическая схема обмыва и сушки изоляции подобна традиционной схеме и состоит, по крайней мере, из двух контуров — контура промывки активной части и контура вакуумирования. Контур промывки работает по замкнутому циклу и включает в себя разбрызгиватели, установленные в активной части трансформатора, маслонагреватель, который осуществляет нагрев и финишную очистку масла, циркуляционный насос, фильтры, а также вентили и соединительные трубы. Вакуумирование осуществляется форвакуумным насосом. В контур вакуумирования может быть включена вакуумная установка. Схема обмыва может быть дополнена контурами регенерации, дополнительной осушки и очистки масла, которые периодически используются в технологическом процессе.

В качестве технологического масла используются российские трансформаторные масла с высоким содержанием ароматических веществ. Для повышения растворяющей способности масла в него на определенном этапе вводятся специальные присадки. Для каждого трансформатора индивидуально, исходя из состояния бумажной изоляции (влажности, зашламленности, загрязнения и прочности), выбирается продолжительность экспозиций периодического обмыва (прогрева) и вакуумирования. В процессе работы постоянно контролируются влагосодержание, состав и характер механических примесей, тангенс угла диэлектрических потерь и другие параметры промывочного масла, а также сопротивления твердой изоляции R_{15} и R_{60} . В зависимости от контролируемых параметров корректируется температура промывочного масла, давление (уровень вакуума) в баке, а также схема промывки, продолжительность отдельных этапов (обмыв без вакуумирования, обмыв с выкуумированием, вакуумирование без обмыва), уровень концентрации присадки и другое. Это позволяет успешно решать три задачи: 1) интенсифицировать процесс выделения влаги из твердой изоляции, 2) эффективно удалять продукты старения масла, нафтены железа и меди, а также механические примеси, 3) не допустить снижения прочности и ускоренной деструкции бумажной изоляции при сушке.

Индивидуальный подход к ремонту каждого трансформатора, строгое соблюдение технологических

требований, постоянный контроль параметров промывочного масла и изоляционных характеристик обмоток, а также накопленный опыт проведения ремонтов по новой технологии позволили получить стабильные положительные результаты для различных трансформаторов.

На диаграммах рис. 6-9 приводятся изоляционные характеристики обмоток и параметры бумажной изоляции контрольной группы трансформаторов до и после проведения ремонта. Трансформаторы имели различный характер и уровень загрязнения и зашламления. Поэтому на первом этапе в некоторых случаях использовалась разомкнутая схема обмыва изоляции. В результате этих ремонтов заметно улучшились изоляционные характеристики, в том числе при значительных загрязнениях активной части металлической стружкой.

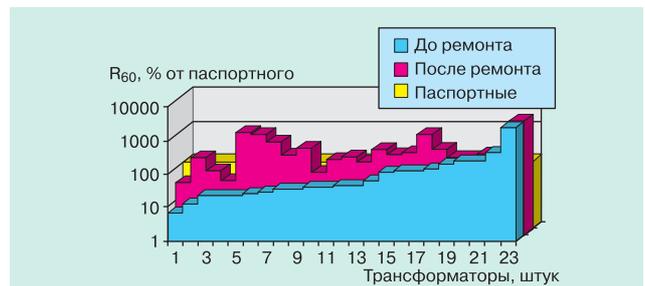


Рис. 6. Сопротивления изоляции обмоток ВН трансформаторов до и после ремонта

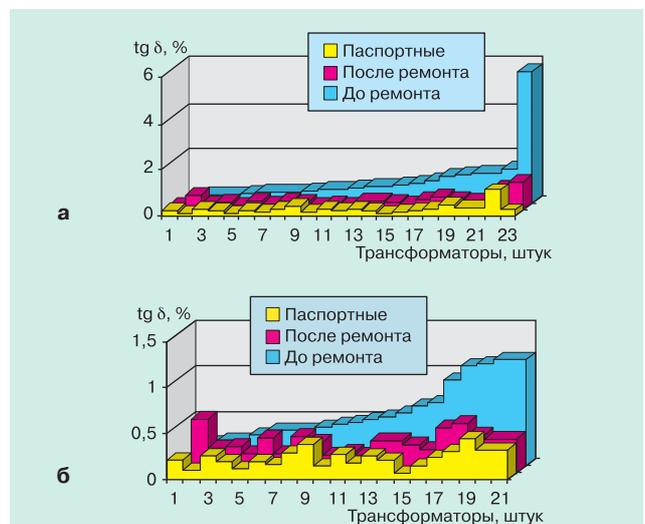


Рис. 7. Значения tg δ изоляции обмоток ВН до и после ремонта трансформаторов по технологии «Техносервис-Электро» в масштабе по оси ординат 1 деление: а — 1%, б — 0,2%

Кроме того, в ряде случаев возросла механическая прочность и степень полимеризации бумажной изоляции. Результаты, приведенные на рис. 8 и 9, включают анализы образцов бумажной изоляции, имевших первоначально степень полимеризации не более 400 ед. Согласно действующим российским нормативным документам наилучший класс механической прочности (при котором бумажная изоляция не ломается при

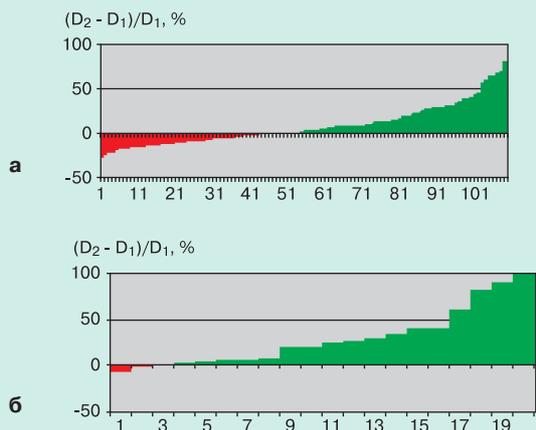


Рис. 8. Изменения степени полимеризации образцов бумажной изоляции
 а – все обследуемые образцы, б – образцы со степенью полимеризации D1 менее 400 ед.

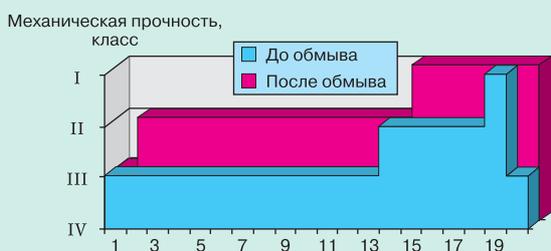


Рис. 9. Прочность образцов бумажной изоляции (со степенью полимеризации D1 менее 400 ед.)
 D1 — до и D2 — после проведения ремонта

изгибе на 180°) равен I, а наихудший (изоляция ломается при изгибе менее 90°) равен IV.

Анализ результатов показал следующее. Во всех ремонтах удалось значительно повысить значения сопротивления обмотки R_{60} . В ряде случаев после ремонтов сопротивления были выше заводских и монтажных значений (в том числе во всех случаях у трансформаторов со сроком эксплуатации более 35 лет). Сопротивление изоляции практически не изменялось после обмыва и сушки, если до ремонта значения R_{60} превышали 10000 МОм.

Следует отметить, что нарушения технологического режима, в частности, процентного содержания присадок, температуры нагрева масла при сушке, продолжительности тех или иных экспозиций процесса обмыва, давления на разных этапах обмыва и сушки изоляции, а также ослабления физико-химического контроля за этим процессом приводят к снижению уровня конечных результатов. Например, в трансформаторе № 2 (см. рис. 5) изменения параметров процесса привели к росту $tg\delta$ изоляции обмоток после ремонта. Тем не менее, все параметры трансформатора после ремонта, в том числе и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции, отвечают требованиям типовой технологической инструкции «Трансформаторы

напряжением 110-1150 кВ, мощностью 80 МВА и более. Капитальный ремонт. РДИ 34-38-058-91».

Однако даже увеличение продолжительности обмыва и восстановление обычно принятого технологического процесса не позволили снизить $tg\delta$ до предремонтных значений.

Как правило, принятая технология позволяет по крайней мере сохранить прочность бумажной изоляции и степень полимеризации бумаги. В ряде случаев эти показатели возрастают. Наибольшее увеличение прочности и степени полимеризации бумажной изоляции (при одинаковых условиях обработки) наблюдается у образцов с большим уровнем деструкции. При высокой начальной степени полимеризации и прочности изоляции заметного улучшения этих параметров обычно не происходит.

Следует особо отметить, что первые ремонты по новой технологии были выполнены 7 лет назад. Среди первых были трансформаторы с параметрами изоляции, которые не допускали дальнейшей эксплуатации ($tg\delta = 5-6\%$, $D1 < 250$ ед.). Выполненные ремонты позволили значительно улучшить изоляционные характеристики и степень полимеризации ($tg\delta = 0,8-1,1\%$, $D2 > 320$ ед.) и ввести трансформаторы в работу. Они успешно эксплуатируются до настоящего времени.

ВЫВОДЫ

1. Эффективность комплексных диагностических обследований достигается в результате использования различных методов измерений как на отключенном, так и на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и холостого хода, а также проведением физико-химических анализов масла из бака, маслонаполненных вводов и контактов РПН. Комплексный анализ всех полученных данных, корреляция результатов измерений позволяют устранить неопределенность в выявлении дефектов.
2. Одним из важнейших методов диагностики силовых трансформаторов, позволяющих определять точное место расположение дефектов, является измерение уровня частичных разрядов с применением метода трехмерной акустической локации.
3. Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки при вакуумировании, позволяет эффективно проводить сушку твердой изоляции, удалять продукты старения масла, нафтенаты железа и меди, а также механические примеси. Кроме того, эта технология позволяет снизить негативное влияние температуры и вакуума на бумажную изоляцию и предотвращает снижение механической прочности при сушке изоляции.
4. Комплексные диагностические обследования позволяют не только выявить развивающиеся дефекты, оценить уровень их опасности, но и обосновать необходимость, объем и сроки проведения капитальных ремонтов.