

Опыт диагностики и ремонтов силовых трансформаторов для повышения надежности эксплуатации и продления срока службы

А.П.Долин к.т.н., Н.Ф.Першина, Ленков А.Ю. – НПО «Техносервис-Электро»
В.В.Смекалов к.т.н.– ОАО «ФСК ЕЭС» России

В настоящее время комплексные диагностические обследования (КДО) или испытания [1] 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 [1-3]: 1) анализ аварийности и характерных дефектов данного типа трансформатора; 2) осмотр трансформатора и сбор технической информации (о режимах работы, нагрузке, уровнях токов КЗ 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 ($\text{tg}\delta$ и R изоляции обмоток и вводов, сопротивление обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления (напряжения) КЗ и др.); 5) проведение измерений на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и холостого хода (измерения частичных и других электрических разрядов, локация разрядов акустическими приборами, тепловизионное обследование всех узлов трансформатора, вибрационное обследование бака, а также маслонасосов системы охлаждения); 6) отбор проб масла из бака, маслонеполненных вводов, контакторов РПН и проведение физико-химических анализов масла в лаборатории по крайней мере в объеме требований [4]; 7) подготовку 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 объема 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 КЗ, 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 (рис.1, а). 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.

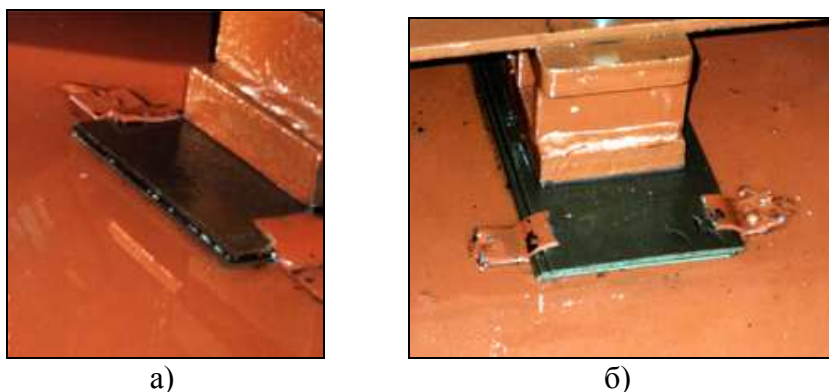


Рис.1. Узлы крепления изоляции нижней ярмовой балки от дна бака трансформатора типа ТДТН-40000/110, имеющие: а -уменьшенные изоляционные расстояния; б - нормальные изоляционные расстояния.

Дальнейшее развитие диагностики электрооборудования невозможно без использования новой современной измерительной аппаратуры, развития известных и внедрения новых диагностических подходов. В этом плане весьма перспективным оказалось проведение измерений магнитной индукции у стенки бака трансформатора. Однако, при обработке данных следует учитывать ряд конструктивных особенностей, которые влияют на повышенные значения магнитной индукции: близость обмоток и отводов к стенке бака, наличие смотровых люков и другие факторы. На рис. 2 приведены результаты измерения магнитного поля трансформатора АТДЦТН-200000/330/110. Увеличение индукции в этом трансформаторе вызвано наличием смотровых люков на стенке бака.

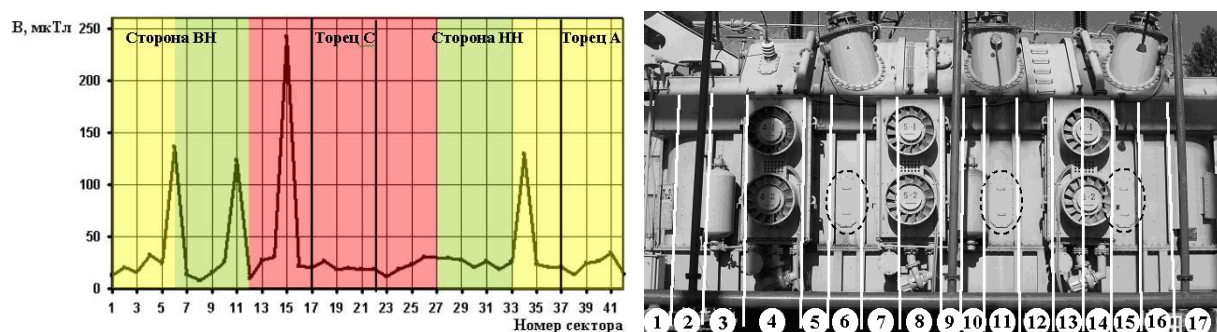


Рис. 2. Эффективные значения индукции магнитного поля (а) у стенки бака по периметру трансформатора (б) типа АТДЦТН-200000/330/110 на высоте 2 м от дна бака в режиме нагрузки

Тем не менее, в ряде случаев увеличение индукции магнитного поля вызвано дефектами магнитной системы (например, образование короткозамкнутых контуров). Как правило, эти результаты могут коррелироваться с результатами измерений и акустической локации электрических разрядов, тепловизионного обследования, а также хроматографического анализа растворенных газов в масле из бака трансформатора. На рис. 3 представлены эффективные значения индукции магнитного поля, полученные при обследовании трансформатора ТЦ-250000/500. В результате анализа полученных значений были сделаны следующие выводы. Увеличения значений магнитной индукции в секторах 3, 8, 11, 22, 27, 30 обусловлены близким расположением обмоток и их отводов (то есть конструктивной особенностью трансформатора). Вместе с тем, в режиме холостого хода обнаружено нехарактерное увеличение индукции магнитного поля в торце трансформатора в секторе 18 (на рис. 3,а выделено пунктиром), что связано с наличием дефек-

та в магнитной системе в районе фазы С. Данное предположение подтверждается результатами обследования другими диагностическими методами.

Так хроматографический анализ растворенных в масле газов указывает на наличие развитого дефекта, который, заметно проявлялся в режиме холостого хода, когда концентрация ацетилена в масле из бака достигала 37 ppm. Вместе с тем, при работе трансформатора в режиме нагрузки рост ацетилена был весьма умеренным.

В результате измерений с помощью датчиков, подключенных к измерительным выводам вводов ВН обнаружены электрические разряды в фазе С, наибольший уровень которых возникает при напряжениях близких к нулю, т.е. при максимуме тока (рис. 4,а). Поэтому сделан вывод, что источник разрядов находится в магнитной системе трансформатора. Следует отметить, что интенсивность разрядов в режиме холостого хода была значительно выше, чем в режиме нагрузки.

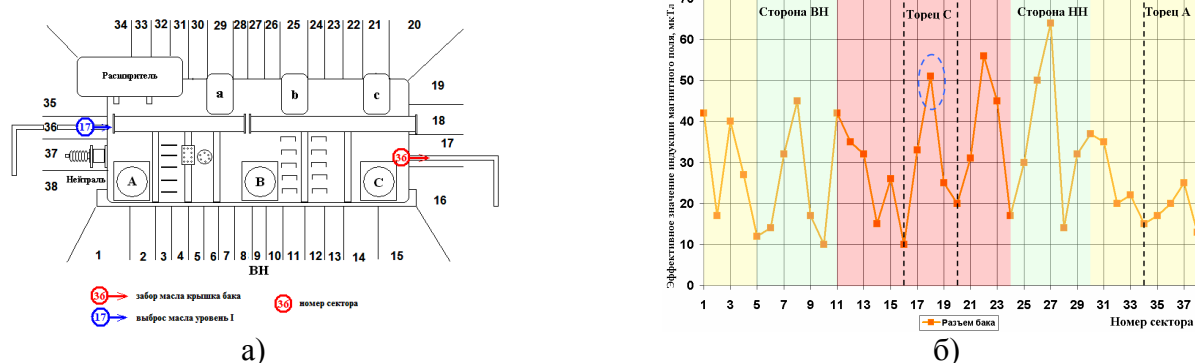


Рис.3. План (а) и эффективные значения индукции магнитного поля у стенки бака по периметру трансформатора на уровне разъема колокола бака трансформатора ТЦ-250000/500 в режиме холостого хода и на уровне разъема бака (б).

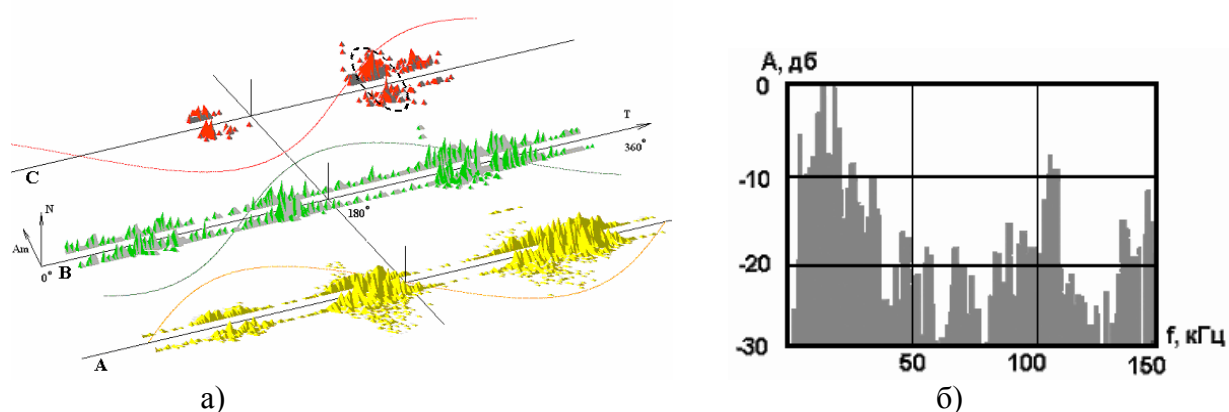


Рис. 4. Результаты измерений и локация электрических разрядов в активной части трансформатора ТЦ-250000/500: а - гистограмма высокочастотной составляющей распределения числа электрических импульсов N от амплитуды A_m и времени возникновения t и напряжения промышленной частоты фаз А, В, С (снизу вверх) в режиме холостого хода. (соотношение амплитуд импульсов для фаз А, В и С – 1:2:20); б – амплитудно-спектральная характеристика акустического сигнала, зафиксированного со стороны торца фазы С.

В результате акустического обследования в торце трансформатора фазы С зафиксирован источник ультразвуковых сигналов. Спектр акустических сигналов (рис. 4, б) имеет два пика: низкочастотный, характерный для источника, имеющего механическую природу, и в зоне более 100 кГц, вызванный электрическими разрядами. Таким образом, вполне вероятно, что электрические разряды связаны с механическими вибрациями элементов магнитной системы. Проведенное вскрытие этого трансформатора подтвердило наличие дефекта, связанного с развитием искровых или дуговых разрядов в недоступном для осмотра месте магнитной системы. Проявление дефекта сопровождается значительным выделением углерода

Комплексные диагностические обследования около 500 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 табл. 1 приводится объем проведенных обследований и ремонтов силовых трансформаторов в одной из энергосистем. На рис.5 представлена диаграмма срока службы трансформаторов этой энергосистемы, у 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.

Одним из наиболее важных этапов ремонта является сушка изоляции активной части. Для трансформаторов со значительным сроком службы, а также имеющих увлажнение и зашламливание изоляции обычно используется метод разбрызгивания масла при вакуумировании. Следует отметить, что сушка твердой изоляции связана с воздействием повышенных температур, а вакуумирование, кроме того, 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.. Это технология позволяет не

только улучшить изоляционные характеристики обмоток, но и сохранить прочность и степень полимеризации бумажной изоляции [3,5].

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 сушки и очистки масла, которые периодически используются в технологическом процессе.

Таблица 1

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.

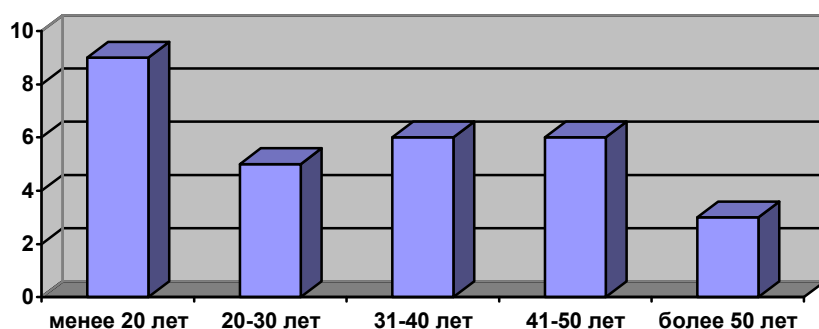


Рис. 5. Срок эксплуатации и количество трансформаторов выведенных в ремонт

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 ме-

ханических 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 деградации 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. На рис. 8 D_1 и D_2 – степень полимеризации образцов до и после 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.

Кроме того, в ряде случаев возросла механическая прочность и степень полимеризации бумажной изоляции. Результаты, приведенные на рис. 8, б и 9, включают анализы образцов бумажной изоляции, имевших первоначально степень полимеризации не более 400 ед.

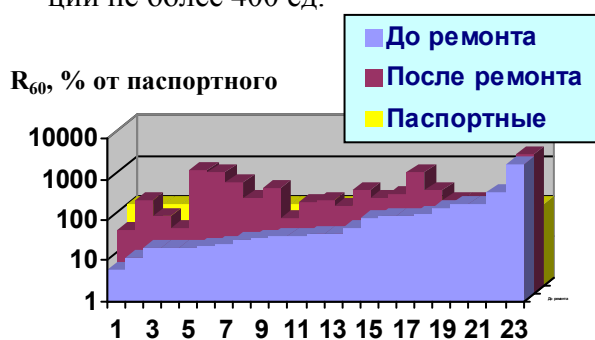


Рис. 6. Сопротивления изоляции обмоток ВН трансформаторов до и после ремонта

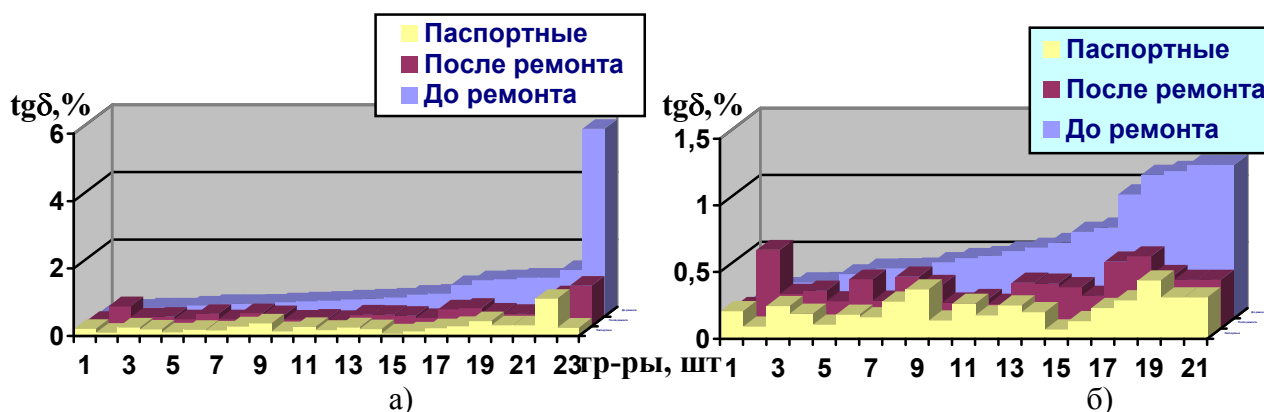


Рис. 7. Значения $\text{tg}\delta$ изоляции обмоток ВН до и после ремонта трансформаторов по технологии «Техносервис-Электро» в масштабе по оси ординат 1 деление: а – 1%, б – 0,2 %

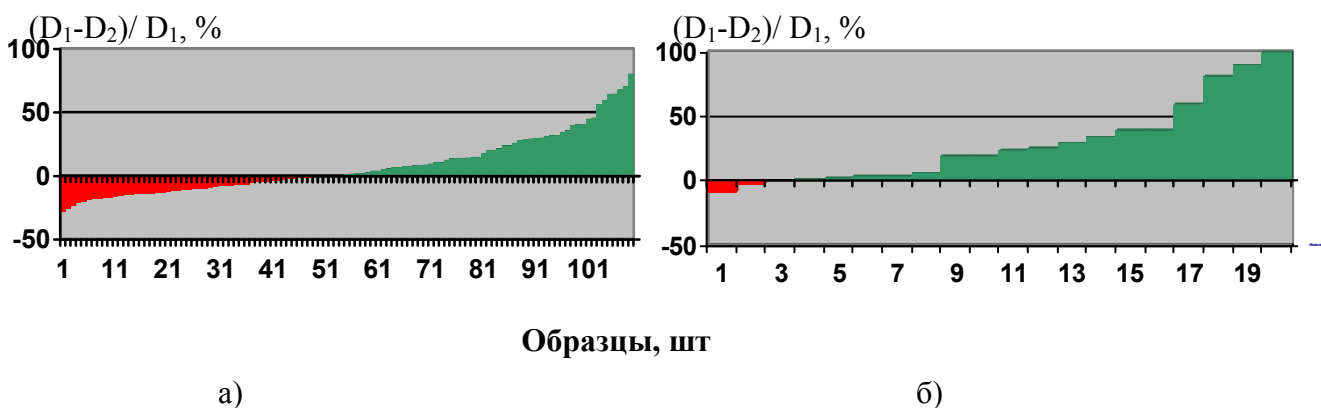


Рис. 8. Изменения степени полимеризации образцов бумажной изоляции а – все обследуемые образцы, б – образцы со степенью полимеризации D_1 менее 400 ед.

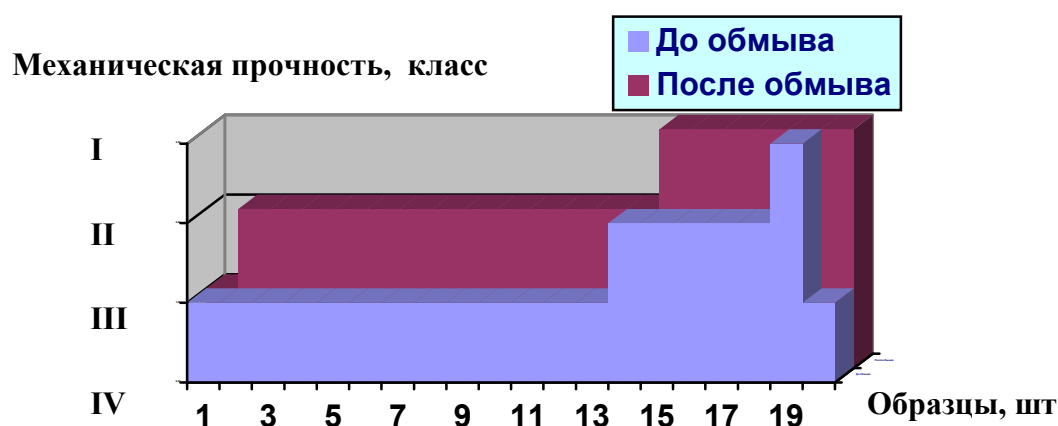


Рис. 9. Прочность образцов бумажной изоляции (со степенью полимеризации D_1 менее 400 ед.) до и после проведения ремонта.

[Согласно действующим российским нормативным документам [4] наилучший класс механической прочности (при котором бумажная изоляция не ломается при 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 (рис. 7) изменения параметров процесса привели к росту $\text{tg}\delta$ изоляции обмоток после ремонта. Тем не менее, все параметры трансформатора после ремонта, в том числе и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции, отвечают требованиям [4]. Однако, даже увеличение продолжительности обмыва и восстановление обычно принятого технологического процесса не позволили снизить $\text{tg}\delta$ до предремонтных значений.

Как правило, принятая технология позволяет по крайней мере сохранить прочность бумажной изоляции и степень полимеризации бумаги. В ряде случаев эти пока-

затели 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 ($\text{tg}\delta=5\dots6\%$, $D_1 < 250$ ед.). Выполненные ремонты позволили значительно улучшить изоляционные характеристики и степень полимеризации ($\text{tg}\delta=0,8\dots1,1\%$, $D_1 > 320$ 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.

2. Одним из перспективных методов диагностики силовых трансформаторов является измерение магнитной индукции у стенки бака, которые позволяют наряду с другими методами выявить и локализовать дефекты в магнитной системе.

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 В результате ремонта трансформаторов с длительным сроком службы по новой технологии значительно улучшаются изоляционные характеристики обмоток, а также сохраняется и даже возрастает механическая прочность бумажной изоляции благодаря усилению внутренних и внешних водородных связей в макромолекулах целлюлозы и совершенствованию ее кристаллической решетки.

Reference literature

- [1] Smekalov V.V., Dolin A.P., Pershina N.F. Condition assessment and life time extension of power transformers. CIGRE, session 2002, 12-102.
- [2] Degtayev S.A., Dolin A.P., Pershina N.F., Smekalov V.V. Basic concepts of complex diagnostic inspection of power transformers (Электро, №2, 2003).
- [3] Dolin A.P., Krainov V.K., Smekalov V.V., Shamko V.N. Failures, condition assessment and repairs of power transformers. (Энергетик, № 6, 2001).
- [4] The scope and standards of electrical equipment tests, Moscow, ENAS, 1998.
- [5] Smekalov V.V., Dolin A.P. The Repair of Power Transformers with a Long Service Life. CIGRE, session 2004, A2-212.