

Повреждаемость, оценка состояния и ремонт силовых трансформаторов

ДОЛИН А. П., канд. техн. наук, КРАЙНОВ В. К., инж., СМЕКАЛОВ В. В., канд. техн. наук, ШАМКО В. Н., инж., НПО "Техносервис-Электро" — Центрэнерго — РАО "ЕЭС России"

В Центрэнерго эксплуатируются более 240 тыс. силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше, из них более 5 тыс. установлено на федеральных электростанциях. За последние годы значительно возросло число повреждений силовых трансформаторов с 5 (1997 г.) до 21 (2000 г.). Процентное отношение повреждений трансформаторов хотя и невелико, однако стоимость силового трансформатора мощностью от 125 до 400 МВ·А напряжением 110–500 кВ составляет от 0,5 до 1,5 млн долл. США, а с демонтажем поврежденного оборудования, перевозкой, восстановительными и монтажными работами — достигает 2,5.

Далее приводится процент от общего числа нарушений, произошедших в 1999–2000 гг. в результате следующих повреждений: 38 — изоляции; 15,7 — вводов; 9,5 и 14,2 — по вине персонала эксплуатационного и ремонтного соответственно; 19 — устройств РПН; 4,7 — по вине завода-изготовителя. Необходимо отметить, что в Центрэнерго количество трансформаторов с длительным сроком службы (более 25 лет) превышает 40%. В эксплуатации находятся даже трансформаторы, отработавшие 40, 50 и более лет.

Экономическая ситуация, а также большое количество оборудования с длительным сроком службы не позволяют в ближайшие годы провести его замену. Поэтому для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов очень важно обеспечить их диагностический контроль и при необходимости проведение качественных ремонтов с использованием новых современных технологий. Контролировать работу трансформаторов должен в основном эксплуатационный персонал. Выполнение измерений и анализов, регламентированных документом "Объем и нормы испытаний электрооборудования (ОНИЭ)" (РД 34.45-51.300.97, шестое издание), а также другими нормативными документами, позволяет своевременно выявить значительную часть развивающихся дефектов и принять меры по предотвращению повреждений.

Вместе с тем далеко не все предприятия имеют необходимый парк измерительной (часто дорогостоящей) аппаратуры и приборов, а также квалифицированных специалистов для работы с ними. Кроме того, не всегда отдельно взятые параметры позволяют надежно определить глубину и опасность развивающегося дефекта, который иногда носит "скрытый" характер и зачастую трудно прогнозируется. Поэтому при оценке состояния трансформаторов (прежде всего

с длительным сроком службы, а также вызывающих "беспокойство" в связи с отрицательной динамикой изменения диагностических параметров) целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, привлекая для этого специализированные организации.

Большой опыт подобной работы накоплен Научно-производственным объединением (НПО) "Техносервис-Электро". Обследовано более 200 трансформаторов напряжением 110–500 кВ, мощностью 6,3–1000 МВ·А с продолжительностью работы от 15 до 55 лет, в том числе 70% трансформаторов — 25 лет и более. Практически все трансформаторы были изготовлены в России и на Украине, а пять из них — в Швеции и Бельгии. Обследования проводились на электрических станциях и подстанциях в различных регионах России, а также в Белоруссии и Югославии.

Методика комплексного диагностического обследования

Комплексное обследование трансформатора включает в себя: анализ характерных дефектов данного типа трансформатора, анализ технической документации и результатов текущих эксплуатационных испытаний, измерения на работающем и отключенном трансформаторе, физико-химические анализы масла. Все измерения и анализы при диагностике трансформаторов условно можно разделить на пять групп.

Первая группа — традиционные измерения на отключенном трансформаторе тан-

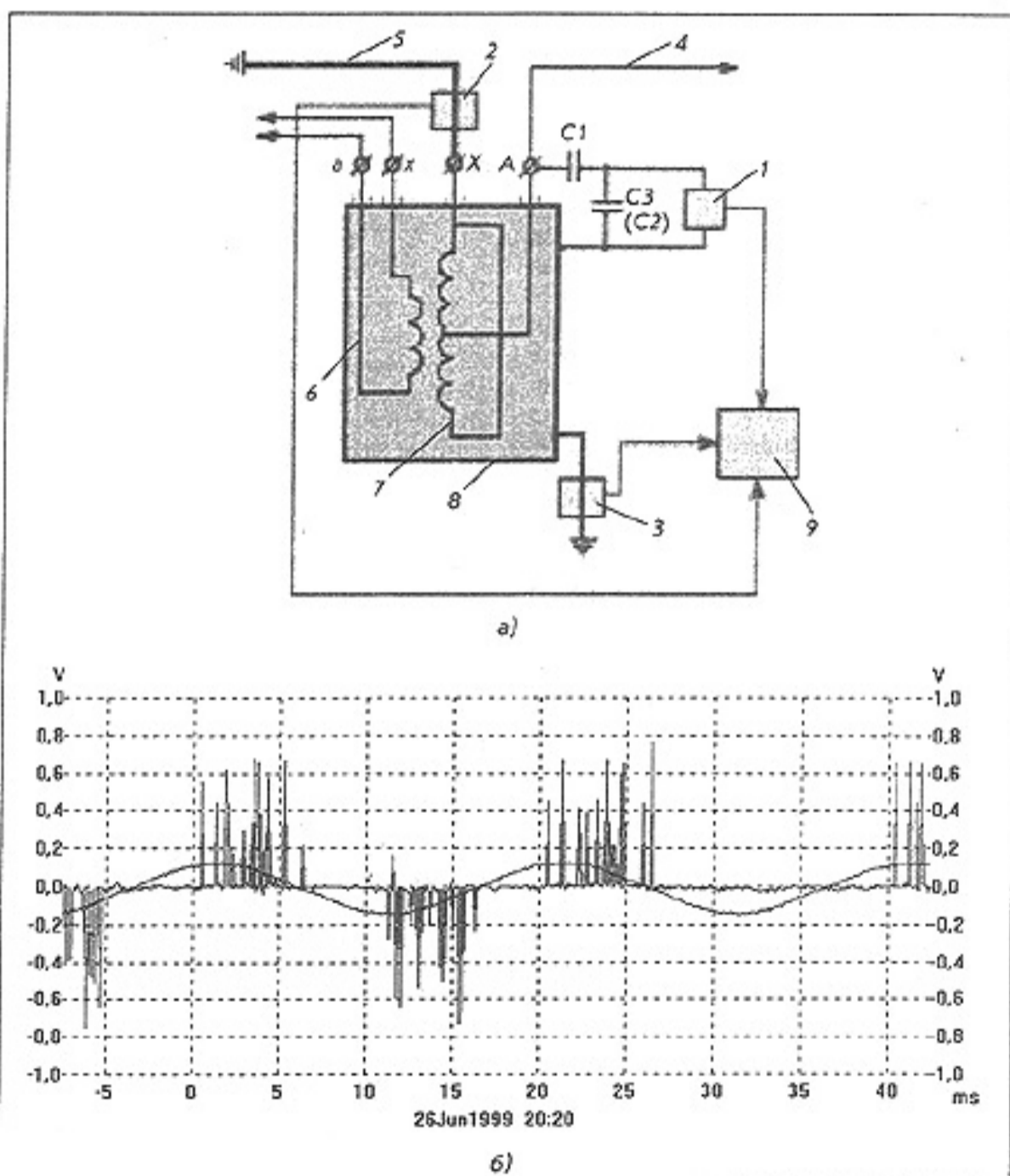


Рис. 1. Структурная схема измерения ЧР и других электрических разрядов (а), а также пример результатов измерения ЧР (б);

1, 2, 3 — датчики ввода, нейтрали, шинки заземления соответственно; 4 — шина ВН; 5 — шина заземления нейтрали; 6 — обмотка НН; 7 — обмотка ВН; 8 — объект контроля (трансформатор); 9 — измерительное устройство; C1 — емкость основной изоляции; C2 (C3) — емкость последних слоев изоляции (конденсатора ПИН); А — линейный вывод обмотки ВН; X — вывод нейтрали; а и х — выводы обмотки НН

генса угла диэлектрических потерь: $\operatorname{tg} \delta$ и сопротивления изоляции обмоток и вводов, сопротивления обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления (напряжения) КЗ. Все эти измерения, как правило, регулярно выполняются эксплуатационным персоналом. Вторая группа — измерения на трансформаторах при рабочем напряжении в режимах наибольших нагрузок и холостого хода. Здесь можно выделить следующие работы:

измерения частичных (ЧР) и других электрических разрядов (рис. 1);

акустическое обследование бака трансформатора с целью определения источников электрических разрядов. Для этого используются системы записи акустических сигналов с помощью пьезодатчиков, осциллографа и компьютера, а также локация акустических сигналов посредством преобразователя Ultrarob-2000, позволяющая оперативно определять звуковую частоту источников механического характера, частичных, искровых или дуговых разрядов;

вибрационное обследование трансформатора (основанное на анализе спектра колебаний поверхности бака) для определения уровня прессы обмоток и магнитопровода, общей прочности конструкции, а также обследование маслососов системы охлаждения для оценки состояния их подшипников и других узлов;

термографическое обследование бака трансформатора, вводов расширителя теплообменников (радиаторов), термосифонных фильтров, электрических двигателей и маслососов системы охлаждения, контактных соединений.

Третья группа — физико-химические анализы масла из бака, маслосодержащих вводов, устройств РПН, в том числе большая группа традиционных широко применяемых в эксплуатации измерений пробивного напряжения, кислотного числа и т.д. Кроме того, проводится хроматографический анализ одиннадцати характерных газов. Методом высокоэффективной жидкостной хроматографии определяются фурановые производные и оценивается степень деструкции твердой изоляции трансформатора. Инфракрасная спектроскопия позволяет определять содержание антиокислительной присадки, выявлять различные шламы и осадки, растворенные в масле трансформатора. С помощью автоматических счетчиков частиц и лаборатории мембранной фильтрации возможен анализ фракционного состава механических примесей в масле. Измерения диэлектрических потерь масла и их изменений от температуры дают информацию о наличии полярных продуктов в масле.

Четвертая группа объединяет измерения систем непрерывного контроля (мониторинга) изоляции вводов и ежедневные измерения основных показателей работы трансформатора, которые осуществляются эксплуатационным персоналом. Пятая группа — анализы, проводимые для трансформаторов с запланированным капитальным ремонтом по результатам первых четырех групп измерений. К этой группе относятся: определение степени полимеризации бумажной изоляции, прямые измерения ее влагосодержания, прочности и др.

При анализе полученной диагностической информации приходится учитывать следующее: вероятность развития нескольких дефектов (особенно в трансформаторах с длительным сроком службы), проявление которых по некоторым диагностическим показателям может быть практически одинаковым;

Технические характеристики и результаты измерений трансформаторов	Тип трансформатора	
	АТДЦТГУ-120000/220/110	ТДЦ-200000/220 У1
Основные параметры трансформатора		
Номинальная мощность, МВ · А	120	200
Номинальное напряжение, кВ	220/110/10	220/15,75
Продолжительность эксплуатации, лет	29	15
Изоляционные характеристики обмоток		
R_{50} , МОм	92 – 110*	2900 – 4200
$\operatorname{tg} \delta$, %	1,1 – 1,2*	0,16 – 0,28
Физико-химические параметры масла из бака		
Концентрации растворенных газов, характеризующих развитие дефекта, ppm	640 (CO), 113 (C ₂ H ₂)*	131 (CH ₄), 270 (CO), 5590(CO ₂)*
$\operatorname{tg} \delta$ масла при 90 °С, %	13,5	0,6
Содержание водорастворимых кислот, мг КОН	0,52, 0, 23* (до регенерации и после соответственно)	—
Кислотное число, мг/г	0,23*	0,024
Содержание антиокислительной присадки, %	Следы*	0,14
Влагосодержание, г/т	15,2	7,1
Класс промышленной чистоты	8	8
Фурановые соединения, мг/кг	5HMF 2,75 2FAL 1,3 2ACF 1,45 5MEF 13,43 Σ 28,9*	Следы Отсутствуют То же —" Следы
Измерения при нагрузке и на холостом ходу		
Измерение частичных разрядов	В фазе С источник электрических (возможно частичных) разрядов	Устойчивые электрические разряды $8 \cdot 10^{-8}$ Кл в фазах В и С
Акустическое обследование	В области фазы А источник акустического сигнала неэлектрической природы, в зоне фазы С на дне бака вероятно электрический источник	Несколько зон акустической активности на холостом ходу и при нагрузке, в том числе в нижней части бака (зона фазы А) и в верхней (зона фаз В и С)
Тепловизионное обследование	Заметных аномальных температур не обнаружено	Зона аномального нагрева нижней и средней частей торца бака со стороны фазы А

* Параметры, превышающие нормируемые значения и характеризующие развитие дефектов

вероятность приборной или методической ошибки измерений;

наличие "скрытых" дефектов, которые не выявляются в процессе прямых измерений или обнаружение которых возможно только в определенных режимах (например, при КЗ); самоликвидируемые дефекты, которые могут быть зафиксированы, например во время физико-химического анализа масла.

Широкий спектр диагностических методов позволяет преодолеть указанные трудности и получить достаточно объективную информацию о состоянии всех узлов трансформатора. Эффективность результатов обследования подтверждается обнаруженными (при ремонте 16 трансформаторов) дефектами, а

также продолжительной успешной работой обследованных и оставленных в эксплуатации трансформаторов.

В качестве примера в табл. 1 приводятся основные параметры двух обследованных и отремонтированных трансформаторов, а также данные измерений. В результате анализа технических характеристик трансформатора АТДЦТГУ-120000/220/110 установлены подтвержденные при ремонте следующие дефекты: старение и деструкция твердой изоляции (степень полимеризации образцов бумаги из наиболее нагретой зоны составила 540 единиц); зашламливание изоляции продуктами старения масла; глубокое термоокислительное старение масла, требу-

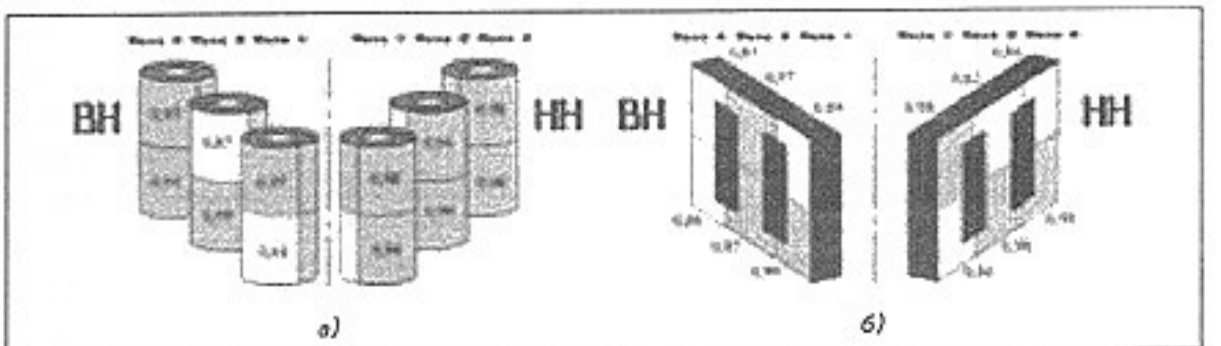


Рис. 2. Относительный уровень прессы обмоток (а) и магнитопровода (б) трансформатора ТДЦ-200000/220

ющее его замыкающей; появление источника электрических разрядов в фазе С (обнаружены тонкий заусенец в нижнем ярме магнитопровода и следы разрядов в этом месте на дне бака), а также источника акустической активности неэлектрической природы в зоне фазы А (цилиндр ввода 220 кВ фазы А имел продольную механическую трещину и сколы).

Опыт обследований показывает, что отдельно взятые диагностические параметры могут не выходить за границы предельно допустимых значений, поэтому не позволяют проводить отбраковку оборудования и рекомендовать проведение ремонта. Однако анализ совокупности диагностических факторов дает объективную картину состояния оборудования и позволяет своевременно выявлять развивающиеся дефекты. Например, в трансформаторе ТДЦ-200000/220 было обнаружено нормальное состояние бумажной и масляной изоляции, относительно низкий уровень прессовки обмотки фаз В и С, снижение прессовки магнитопровода в стержне фазы А и в верхнем ярме магнитопровода между фазами А и В, дефект электрического характера в нижней части бака со стороны торца фазы С, вызвавших токи короткозамкнутого контура от потоков рассеяния.

Снижение прессовки обмоток и магнитопровода прогнозировалось на основании результатов вибрационного обследования, представленных на диаграмме (рис. 2), где цифры — это относительные значения прессовки при наибольшем значении, равном 1. Чем меньше относительное значение, тем ниже уровень прессовки. Состояние прессовки обмоток и магнитопровода считается неудовлетворительным при коэффициентах, близких к 0,7.

Вскрытие трансформатора полностью подтвердило результаты диагностического обследования. Загрязнение активной части оказалось весьма незначительным. В нижней части бака обнаружены три невывинченных транспортных болта, в месте касания которых с пластинами магнитопровода имеется сильное обугливание. Фарфоровые крышки вводов, расположенные над транспортными болтами, были покрыты значительным углеродным налетом.

В ряде случаев удается точно установить причину и место дефекта. Например, трансформатор ТДЦ-360000/220 несколько лет находился в резерве. Через год после начала эксплуатации в масле из бака трансформатора обнаружили повышенную концентрацию газов H_2 , CH_4 , CO , C_2H_4 , C_2H_6 и C_2H_2 . Скорость нарастания концентрации газов за последние полгода до обследования была высокой. Далее приведены концентрация А и скорость ее нарастания У растворенных газов в масле трансформатора ТДЦ-360000/220:

	А, ppm	У, ppm/мес
H_2	144	16,2
O_2	22016	—
N_2	86556	—
CH_4	395	13,5
CO	995	11,5
CO_2	6670	933
C_2H_4	809	31
C_2H_6	168	8,2
C_2H_2	13	1,6

Измерения позволили определить источники искровых или дуговых разрядов в магнитной системе. При акустическом обследовании выявлены четыре источника с частотой 35 — 45 кГц в верхнем и нижнем ярмах магнитопровода, при тепловизионном — зоны повышенного нагрева вблизи двух источников на поверхности бака. Во время вскрытия активной части трансформатора в зонах

акустической активности обнаружена "потеря" изоляции четырех стяжных шпилек магнитопровода.

На основании комплексных диагностических обследований трансформаторов даются рекомендации по дальнейшей их эксплуатации, периодичности и методам диагностического контроля развивающихся дефектов, а в случае необходимости — по объему и программе проведения капитальных ремонтов.

Ремонт трансформаторов

Другой важный аспект повышения эксплуатационной надежности трансформаторов — своевременное проведение капитального ремонта. Следует отметить, что необоснованное решение о его проведении, объеме и технологии в лучшем случае приводит к неоправданному затратам, в худшем — к снижению надежности, ресурса и (как уже указывалось) отказам в работе, а в итоге — к значительным материальным потерям.

Капитальный ремонт трансформаторов в условиях эксплуатационных предприятий должен включать в себя типовые ремонтные работы, указанные в нормативном документе "Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110 — 150 кВ, мощностью 80 МВ · А и более. Капитальный ремонт" (РДИ 34-38-058-91); реконструкцию отдельных узлов трансформатора; сушку и регенерацию масла; обмыв активной части трансформатора маслом, содержащим специальные присадки при неполном и глубоком вакууме. Последняя операция предназначена для сушки изоляции и смыва шламов. После такого ремонта значительно улучшаются изоляционные характеристики обмоток. Кроме того, новая технология в ряде случаев позволяет повысить механическую прочность бумажной изоляции в результате структурных изменений целлюлозы.

Отказ от обмыва и сушки бумажной изоляции при глубоком ее зашламлении и увлажнении (или деструкции), а также низкой механической прочности может привести к негативным последствиям и даже тяжелым авариям. Сочетание новых научно-технических решений с высокой культурой производства работ, которое реализовано совместной "командой" специалистов НПО "Техносервис-Электро" и монтажников ОАО "Электротрансладка", позволило получить весьма эффективные результаты при ремонте трансформаторов 110 — 330 кВ мощностью 40 500 — 250 000 кВ · А со сроком службы от 30 до 45 лет.

Ремонт трансформатора включает в себя следующие основные этапы.

1. Предварительное комплексное диагностическое обследование трансформатора. На его основании разрабатываются технически обоснованные мероприятия и технология

проведения ремонта: замена оборудования (например, вводов высокого (ВН) и низкого (НН) напряжений, запорной арматуры и прочее); реконструкция отдельных узлов; сушка, регенерация или замена трансформаторного масла; в случае необходимости сушка и восстановление изоляционных характеристик обмоток; оценка объема необходимой поставки комплектующих и расходных материалов (кранов, защитной оболочки, предохранительных и отсежных клапанов, смывагеля, "искола" и т.п.); составление плана производства работ и др.

2. Развертывание мобильной физико-химической лаборатории и при необходимости — электротехнической лаборатории на предприятии накануне ремонта. В этом случае используются все имеющиеся приборы и оборудование эксплуатационного предприятия. На ремонтной площадке устанавливается технологическое оборудование для такелажных работ (электролебедка, блоки, гидравлические и реечные домкраты, толкатели, стропы и прочее), сушки и регенерации масла (цеолитовая установка НО-80 или ОФ-3/6, дегазационная установка УВМ-2, УВМ-3 или УВМ-4М/10), маслоподогревателя НТМЛ-160 или НФ-160/36, фильтры ФОСН-60, ФТО-10 и прочее), для сушки и подготовки сорбентов (установка ОВ-200 "Суховей"), проведения обмыва активной части трансформатора.

3. Проведение такелажных работ, вскрытие трансформатора и ремонт по упомянутой типовой инструкции (в том числе, прессовка обмоток и магнитопровода; ревизия систем охлаждения, а также регулирования напряжения, адсорберов и термосифонных фильтров; устранение течей, замена поврежденной изоляции отводов и магнитной системы; обновление резиновых уплотнений и т.п.).

4. Реконструкция отдельных узлов трансформатора. Опыт комплексных диагностических обследований и ремонтов трансформаторов подтвердил, что зачастую увлажнение активной части старых трансформаторов происходит через неплотности мембраны выхлопной трубы. Кроме того, были выявлены трансформаторы, в которых из-за коррозии образовались щели в верхней части выхлопной трубы.

В трансформаторах со "свободным дыханием", расположенных в зоне промышленных предприятий (прежде всего химических, а также цветной и черной металлургии), при наличии в атмосфере летучих кислот наблюдается активное старение масла в баке, а также негерметичных вводах, и, как следствие, зашламление твердой изоляции. В указанных случаях оправданы установка гленочной защиты и замена выхлопной трубы на предохранительные клапаны, что обусловли-

Таблица 2

Техническая характеристика качества масла	Проба масла марки ТК до ремонта	Смесь масел ТК и Т-1500	
		Для заливки в бак (после ремонта)	Проба из бака после заливки
Пробивное напряжение, кВ	52/≥35	72/≥60	63/≥55
Кислотное число, мг КОН/г	0,03/≤0,25	0,01/≤0,05	0,012/≤0,05
Температура вспышки, °С	142/≥125	140/≥130	142/≥130
Влагосодержание, г/т	13,3/≤30	4,8/≤20	7,6/≤25
Класс промышленной чистоты	9/≤13	8/≤11	8/≤12
$\lg \delta$ (%) при 90 °С	1,21/≤15	0,1/≤5	0,1/≤6
Содержание антиокислительной присадки, %	Отсутствует/≥0,1	0,3/—	0,3/—

Примечание. В числителе приведены измеренные данные, в знаменателе — предельно допустимые.

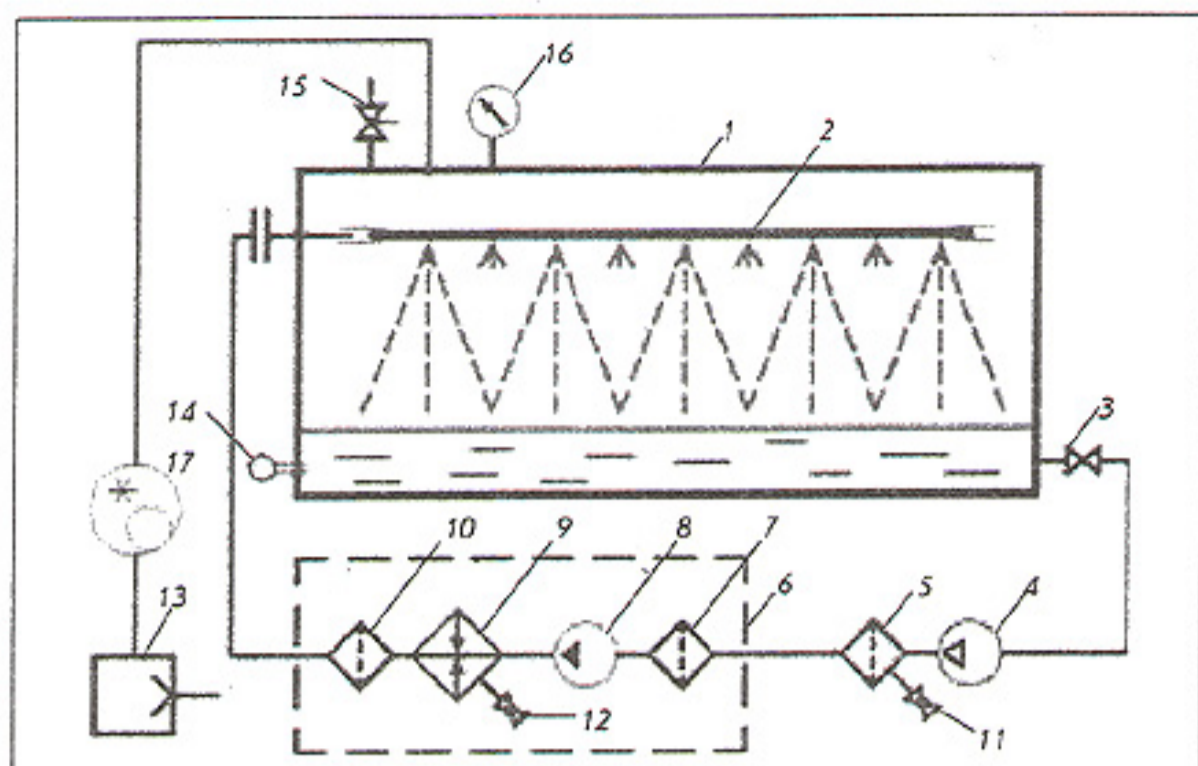


Рис. 3. Технологическая схема обмыва и сушки трансформатора: 1 — трансформатор; 2 — разбрызгиватели; 3 — боковой вентиль для слива масла из трансформатора; 4 — циркуляционный маслонасос ЭЦТ-100; 5 — фильтр ФОСН-60 (НТФ-20 мкм); 6 — установка НТМЛ-160; 7 — фильтр грубой очистки; 8 — насос ЭЦТ-100; 9 — электронагреватель масла; 10 — фильтр тонкой очистки; 11, 12 — краны для отбора проб масла; 13 — вакуумный насос АВЗ-90; 14 — манометрический датчик температуры; 15 — натекатель; 16 — мановакуумметр; 17 — установка "Иней"

вает реконструкцию крышки бака, а также расширителя.

При замене вводов ВН на другой тип, как правило, устанавливаются новые переходные фланцы. Однако для автотрансформатора АДЦТ-250000/330/150 (при замене негерметичных вводов БМТ-150/1000) потребовалось изготовление новых креплений бакелитовых цилиндров.

Вводы НН 6 — 10 кВ имеют разные диаметры фарфорового тела, размеры фланцев, число креплений, поэтому при обновлении старых вводов 10 кВ (например, на вводы ИПТ-10/3150) проводится расточка отверстий под них в крышке бака, а также изготавливаются и устанавливаются специальные крепления с учетом места расположения немагнитного шва на крышке бака. Следует отметить, что завод — изготовитель трансформатора не смог предложить свой способ замены старых вводов на новые. Для снижения протечек оказывается оправданным замена болтовых соединений на шпилечные.

5. Подготовка масел и сорбентов — одно из важнейших мероприятий при ремонтах и дальнейшей надёжной эксплуатации оборудования. Эта работа занимает много времени. Обрабатываются не только эксплуатировавшиеся масла, но и свежие из маслохранилища. Как правило, это сушка, часто чистка, дегазация (прежде всего для трансформаторов с пленочной защитой), а в ряде случаев регенерация на силикагеле при строгом соблюдении требований ОНИЭ.

Если масло проработало длительный срок, его регенерация может оказаться экономически неоправданной или технически затруднительной. Вместе с тем, как показывает опыт, масло марки ТК из высококачественной бакинкой нефти (например, доссорской нефти) даже при продолжительной эксплуатации более 40 — 50 лет сохраняет свои высокие диэлектрические свойства. После обработки, в том числе регенерации на силикагеле, диэлектрические параметры масла не уступают лучшим показателям новых масел. В табл. 2 приводятся физико-химические параметры масла ТК и смеси масел ТК и Т-1500 на основании трех проб масла: из

бака проработавшего 45 лет трансформатора 110 кВ (до ремонта), предназначенного для заливки в бак (после ремонта) и после заливки в бак.

В период эксплуатации производилась незначительная доливка (в связи с ремонтными работами) только масла ТК. Перед заливкой его в бак из-за отсутствия необходимой марки масла было долито примерно 15 % масла Т-1500 (также после обработки). Кроме этого, подготовленное масло было стабилизировано антиокислительной присадкой 2,6-дигребутил-4-метилфенол (иокол, АГИДОЛ-1, ДБПК). Следует отметить, что по прошествии

двух лет после ремонта $tg \delta$ этого масла при 90 °С оставался менее 0,2 %.

При ремонте обязательно контролируется влагосодержание силикагеля, подготовленного для термосифонных и воздухоосушительных фильтров. Обычно его приходится подсушивать. К сожалению подготовленный к работе эксплуатационными предприятиями силикагель зачастую не отвечает по влагосодержанию требованиям "Типовой технологической инструкции..."

6. Обмыв и сушка изоляции — важнейшая составляющая ремонта трансформаторов со значительным сроком службы, имеющих увлажнение и зашламление изоляции. Здесь используются как традиционные, так и новые решения.

Принципиальная технологическая схема обмыва и сушки изоляции при неполном и глубоком вакууме, приведенная на рис. 3, состоит из двух контуров: промывки активной части и вакуумирования. Контур промывки работает по замкнутому циклу и включает в себя разбрызгиватели 2, установленные в активной части трансформатора; маслонагреватель 6 (например, НТМЛ-160 или аналогичного типа), который осуществляет нагрев и финишную очистку масла; циркуляционный насос 4 типа ЭЦТ-100; фильтры 5 (например, ФОСН-60), а также вентили и соединительные трубы. Вакуумирование осуществляется форвакуумным насосом 13 (например, АВЗ-90). В контур вакуумирования может быть включена установка "Иней".

Технология промывки и сушки известна и описана в технической литературе. По состоянию бумажной изоляции, ее влажности и зашламленности определяется продолжительность экспозиций периодического прогрета (обмыва) и вакуумирования. Уровень вакуума в трансформаторе устанавливается прежде всего на основании конструктивных особенностей бака. Температура нагрева выбирается оптимальной для получения высокого конечного результата. Однако здесь учитывается не только возможность рабо-

Таблица 3

Техническая характеристика изоляции	Проведенные измерения	
	До ремонта	После ремонта
$t_{\text{тем.}}^{\circ}\text{C}$	20	27
$tg \delta, \%$	5,57(4,7)/57(4,7)	1,46(1,06)/1,2(0,88)
$R_{\text{дог.}} \text{ МОм}$	600(1000)/600(1000)	3000(2000)/3985(2652)
Класс механической мощности	3 — 4	2 — 3
Влагосодержание, %	3,5 — 4,2	1,7 — 1,9

Примечание. В числителе указаны изоляционные характеристики для двух схем измерения: ВН-НН + К (НН-ВН + К), в знаменателе — те же характеристики, приведенные к температуре 20 °С.

Таблица 4

Место отбора образца	Толщина образца, мм	Класс механической прочности	Степень полимеризации, ед.
Барьерная изоляция между фазами В и С (наверху со стороны ВН)	2	3 — 4/3	273/327
Барьерная изоляция между фазами В и С (внизу со стороны ВН)	2	3/3	403/474
Барьерная изоляция между фазами А и В (наверху со стороны НН)	2	3 — 4/3	240/322
Дополнительная изоляция отвода НН фазы А в верхнем буксовом креплении	0,5	4/3	208/377
Дополнительная изоляция отводов НН фаз В и С в верхнем буксовом креплении	0,5	4/3	238,5/309
Дополнительная изоляция отвода ВН фазы А в верхнем буксовом креплении	0,5	3/2 — 3	341/355

Примечание. В числителе приведены данные, полученные до ремонта, в знаменателе — после.

ты при глубоком вакууме, но и параметры изоляции.

На определенном этапе обмыва обильное трансформаторное масло заменяется его раствором, содержащим моющую присадку Midel 7131, которая представляет собой электроизоляционную жидкость, получаемую на основе безгалогенных сложных эфиров пентаэритритовой кислоты. В соответствии с международными стандартами эта жидкость совместима с окружающей средой и имеет класс опасности для воды 0 согласно требованиям ГОСТ 12.1.007-76 "ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности" электроизоляционная жидкость Midel 7131 относится к классу опасности IV (вещества слабо опасные). Эта жидкость обладает влагопоглощающей способностью в 200 раз большей, чем масло и значительно более высоким растворяющим свойством.

Следует отметить, что нарушение технологического режима и процентного содержания присадки значительно снижает эффективность упрочнения и сушки бумажной изоляции. Работа проводится при постоянном контроле влагосодержания, класса промышленной чистоты, изоляционных и других характеристик промывочного масла, а также (по возможности) сопротивления изоляции обмотки R_{15} и R_{60} .

Проведенные ремонты показали значительную эффективность новой технологии обмыва. Например, в трансформаторе ТДГ-40500/110, проработавшем 44 года и имевшем значительное увлажнение и загрязнение твердой изоляции (в том числе окислами и нафтенатами железа), удалось повысить сопротивление изоляции обмоток R_{60} в 2,5 – 7 раз, а $\text{tg } \delta$ снизить в 1,5 – 2 раза. Более чем в 2 раза уменьшено и влагосодержание контрольных образцов твердой изоляции. Изоляционные характеристики обмоток данного трансформатора до и после ремонта приведены в табл. 3.

В ряде случаев улучшения изоляционных характеристик удается добиться даже при зашламлении активной части металлической стружкой. Например, одна из причин снижения сопротивления изоляции автотрансформатора АТДЦТ-250000/330/150 со сроком службы более 30 лет — разрушение подшипника одного из маслосососов. В результате сопротивление изоляции R_{60} в основных зонах уменьшилось до 70 – 240 МОм. После смыва (струей масла) шлама с обмоток, а также обмыва и сушки сопротивление изоляции возросло в 4 – 5,5 раза. При этом изоляционные характеристики достигли или превысили заводские и монтажные параметры ($R_{60} = 500 \div 1600$ МОм, $\text{tg } \delta = 0,19 \div 0,29$ %).

Особо следует отметить, что разработанная и внедренная технология обмыва и сушки твердой изоляции позволяет не только значительно улучшить изоляционные характеристики, но и зачастую повысить механическую прочность твердой изоляции с длительным сроком службы. Механическая прочность изоляции согласно "Типовой технологической инструкции..." характеризуется классом прочности, а также косвенно степенью полимеризации и кристалличностью целлюлозы.

В табл. 4 приводятся (в качестве примера) данные о механической прочности и степени полимеризации образцов изоляции трансформатора ТДГ-40500/110 со сроком службы более 45 лет. Исследования образцов изоляции до и после обмыва по предложенной технологии методами инфракрасной спектроскопии и рентгеноструктурного ана-

лиза доказали усиление внутренних и внешних водородных связей в макромолекулах целлюлозы и совершенствование кристаллической решетки. В некоторых случаях происходило значительное (более 20 %) увеличение кристалличности целлюлозы образцов твердой изоляции после ремонта.

Следует отметить, что полного обновления изоляции реализованная технология не дает. Тем не менее она примерно на 15 – 20 % повышает прочность изоляции, имеющей значительную деструкцию, и весьма эффективно улучшает изоляционные показатели. Таким образом, полученные результаты подтверждают возможность продления ресурса бумажной изоляции и, следовательно, во многих случаях срока службы трансформаторов. Кроме того, необходимо добавить, что затраты на комплексное обследование составляют менее 1 % стоимости трансформатора, а на самый сложный ремонт — не более 10 %.

Выводы

1. В последние годы возрастает число поврежденных трансформаторов, особенно с длительным сроком службы.

2. Для повышения надежности работы целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, которые дают объективную информацию о состоянии трансформатора.

3. Обследование более 150 трансформаторов со сроком службы свыше 25 лет показало, что их следует: немедленно выводить из работы — менее 2 %, проводить срочный капитальный ремонт активной части — примерно 23 % и незначительный ремонт, в том числе замену вводов и (или) учащенного контроля некоторых диагностических параметров — примерно 35 %.

4. Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки, позволяет значительно улучшить изоляционные характеристики обмоток, а при деструкции бумажной изоляции в результате улучшения кристаллической структуры целлюлозы повысить и механическую прочность.

5. Высокая культура проведения ремонтных работ, строгое соблюдение нормативных документов, использование новейших технологий дают возможность снизить повреждаемость трансформаторов и реально продлить их срок службы.