

ОПЫТ ОБНОВЛЕНИЯ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ МОЩНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В. Соколов (Доклад на 61 конференции клиентов Дobl.)

Проблема продления срока службы мощных силовых трансформаторов представляется в настоящее время проблемой №1. Почти 25% от общего парка трансформаторов мощностью 100МВА и выше установленные в энергосистемах бывшего Союза, достигли или приближаются к нормированному в ГОСТ 11677 сроку службы – 25 лет. Основная часть парка 220-500кВ была изготовлена в 60 и в начале 70-х годов. Более 20 лет находятся в работе первые автотрансформаторы 750 кВ.

Опыт длительной эксплуатации трансформаторов СВН и УВН практически отсутствует. Возникает вопрос: Каков их реальный срок службы?

В сравнении с трансформаторами, успешно работающими 40 и более лет, трансформаторы, спроектированные в 60 и 70 годы имеют, значительно уменьшенные изоляционные промежутки, они подвергаются большим электрическим, механическим и тепловым нагрузкам. Это оборудование гораздо более чувствительно к ухудшению состояния изоляции в эксплуатации. Надо полагать, что оптимистический опыт трансформаторов-долгожителей наврядли может быть распространен на "новое поколение" состарившихся трансформаторов.

Срок службы определяется следующими основными факторами:

1. Техническим - риском внезапности повреждения.
2. Стратегическим - несоответствием между расчетными и фактическими условиями эксплуатации (вследствие роста нагрузки токов кз и др.).
3. Экономическим - повышенными внутренними потерями и расходами на обслуживание.

Важно отметить, что все три фактора предполагают как необратимые, так и обратимые изменения свойств и качеств оборудования. Так, практически невозможно восстановить составленную целлюлозную изоляцию, снизить внутренние потери, повысить динамическую стойкость обмотки при кз. Вместе с тем, возможно, восстановить электрическую прочность изоляции, снизить скорость старения изоляционных материалов, улучшить условия эксплуатации (снизить перенапряжения, токи кз и пр.)

Для крупных трансформаторов решающим фактором при принятии решения о продлении срока службы является риск повреждения.

Здесь возникают два вопроса:

1) Какова вероятность внезапного отказа, например, в ближайшем году? Обычно надеются, что удовлетворительные результаты профилактических испытаний позволяют ответить на этот вопрос.

2) Можно ли надеяться, что оборудование сможет надежно работать еще 5, 10 или 15 лет? Для ответственного ответа на этот вопрос требуются уже специальные меры по улучшению состояния оборудования.

Имеются ли реальные проблемы с надежностью мощных трансформаторов после длительной эксплуатации? Надо полагать, что на этот вопрос должен ответить анализ повреждаемости. На рис. 1 показано распределение отказов трансформаторов мощностью свыше 100 МВА в странах СНГ за последние 5 лет (общий парк более 5000 ед.), а также в энергосистемах США (данные из материалов конференций клиентов DOBLE). Из рис.1 видно, что после 15 - 20 лет в трансформаторах накапливаются определенные дефекты, приводящие к увеличению повреждаемости.

Основные причины отказов трансформаторов в странах СНГ (таблица 1) показывает, что они связаны не со старением изоляции обмоток, а, прежде всего, с изменениями диэлектрических свойств изоляции и механическими деформациями обмоток, старением контактов и др.

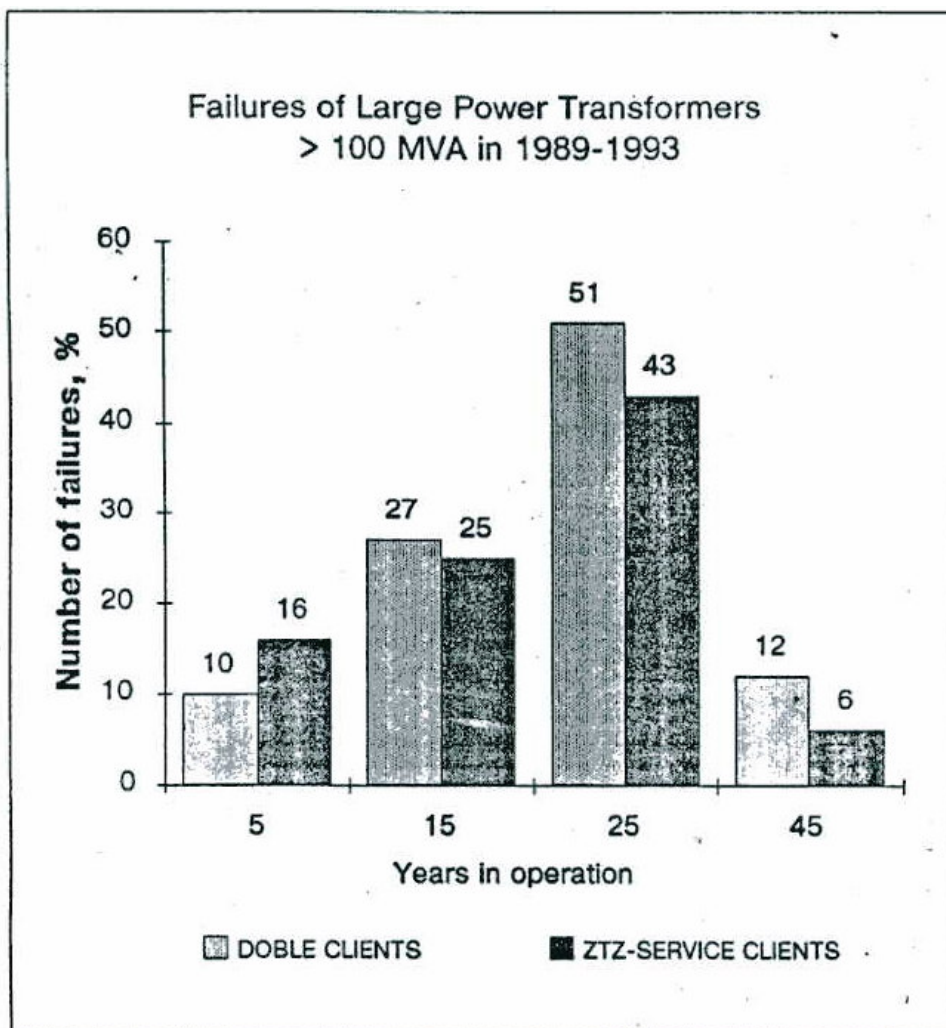


Рис.1. Есть ли реальные проблемы,
связанные со старением мощных трансформаторов?

Сравнение данных об отказах трансформаторов клиентов Doble и в странах СНГ после 15 лет эксплуатации (табл. 2, 3)

показывают, что после определенного периода эксплуатации в крупных трансформаторах появляются аналогичные заболевания. Отличие заключается в большем числе отказов изоляции вводов в СНГ и в большем числе отказов РПН в США.

Анализ также показывает, что в последние годы появилась новая причина отказов изоляции: снижение импульсной прочности. В 1992-1993гг. в странах СНГ отмечено 6 случаев перекрытия изоляции обмотки ВН при грозе, 7 похожих случаев отмечены в тот же период в энергосистемах США.

Систематизация результатов исследований моделей изоляции (прежде всего, выполненных Ю.Калентьевым в Ленинградском политехническом институте), а также данных о фактическом состоянии повредившихся трансформаторов, дают основание утверждать, что в течение расчетного срока службы значительный необратимый износ изоляции, за редким исключением, не происходит. Однако даже при внешне удовлетворительных характеристиках масла и изоляции в трансформаторах могут накапливаться скрытые дефекты, снижающие электрическую прочность изоляционной конструкции, а также ускорение процесса ее старения.

Таковыми дефектами являются:

- местное неравномерное увлажнение изоляции;
- накопление в масле кроме молекулярной растворенной воды также гидратной (связанной) воды;
- адсорбция полярных продуктов старения поверхностью изоляции;
- отложение шлама в зонах повышенной интенсивности электрического поля;
- загрязнение масляных про-межутков и поверхности изоляции различными частицами.

Основные причины повреждений мощных трансформаторов
после 15 лет эксплуатации (1969 - 93 г.)
Данные НИЦ «ЗТЗ-Сервис»

Причина	Число повреждений трансформаторов	%
1. Снижение электрической прочности главной изоляции	15	22.4
2. Нарушение внутренней изоляции вводов	3	4.5
3. Старение витковой изоляции	14	20.9
4. Деформация обмоток при к.з.	15	22.4
5. Нарушение изоляции элементов конструкции остова	10	14.9
6. Нарушение изоляции РПН	7	10.4
7. Старение контактов РПН и отводов	3	4.5
Всего	67	100

Основные "болезни" мощных силовых трансформаторов
после 15 лет эксплуатации

Таблица 2

Болезнь	Характерный эксплуатационный фактор	Поврежден, % Failures, %	
		Клиенты ЗТЗ-Сервис	Клиенты DOBLE
1. Деградация электрической прочности изоляции	Аномальные режимы в сети	33	36
2. Снижение механической прочности и деформация обмоток	Короткое замыкание	28	35
3. Деградация изоляции вводов	Напряжения, перенапряжения	30	8
4. Повреждения ПУ	Ток	4	18
5. Старение витковой изоляции	Перегревы	5	32

Поврежденные узлы в трансформаторах мощностью более
100 МВА после 15 лет эксплуатации (1989-1993г.) %

Таблица 3

Поврежденный узел	Трансформаторы в СНГ	Клиенты DOBLE
Обмотки	33	51
Главная изоляция	30	21
Вводы	27	11
ПУ(ПБВ)	8	16
Прочее	2	1
Всего	100	100

Из этого следует главный вывод: после 15-20 лет работы изоляция мощных трансформаторов нуждается в обновлении с восстановлением первоначальных запасов электрической прочности. Такая работа может быть выполнена непосредственно на месте установки оборудования.

Стратегия НИЦ "ЗТЗ-Сервис" по продлению срока мощных трансформаторов включает следующее:

- Оценка фактического технического состояния.
- Обновление изоляции с целью восстановления электрической прочности.
- Устранение выявленных дефектов, а также вероятных дефектов, известных из опыта эксплуатации.
- Уменьшение скорости последующего старения.
- Улучшение условий эксплуатации.
- Модернизация системы комплектующих узлов.
- Улучшение системы контроля под напряжением.

Техническая поддержка программы обновления.

- 1) Разработка модели вероятных дефектов - для разработки программы технического обследования.
- 2) Оценка особенностей конструкции оборудования - для разработки программы модернизации.
- 3) Изучение условий эксплуатации - для разработки программы снижения токов кз, перенапряжений и др.
- 4) Обследование технического состояния - для определения технологии обновления и ремонта.
- 5) Разработка программы контроля качества - для обеспечения последующей надежной эксплуатации оборудования.

Одной из наиболее важных частей общей программы является программа испытаний и проверок.

Типичный алгоритм программы испытаний включает следующее:

функциональные испытания под нагрузкой:

- Оценка состояния оборудования при наибольшей рабочей температуре, максимальной нагрузке. Оценка увлажнения трансформатора после создания условий для равновесия воды в изоляции и масле

- Оценка загрязненности масла с учетом влияния его интенсивности перемешивания: оценка состояния системы охлаждения, дыхания, маслостойкости.

Для выявления продуктов деградации материалов и оценки остаточного ресурса масла проводятся специальные анализы.

Испытания в режимах холостого хода и короткого замыкания.

Задачей здесь является оценка изменения состояния трансформатора при повышении напряжения и индукции до допустимых пределов, а также, если возможно, при увеличении тока до номинального.

Наиболее важными испытаниями здесь являются:

- измерение частичных разрядов;
- измерение потерь хх, вибрации;
- контроль токов утечки и небаланса вводов.

Испытания после расшиновки трансформатора:

- снятие температурной зависимости $tg\delta$ и $R_{из}$;
- измерение переходных сопротивлений РПН;
- измерение сопротивления кз и др.

Испытания и проверки после слива масла:

Измерение усилий запрессовки обмотки, испытания и проверки конструкционной изоляции, измерение влажности и степени полимеризации образцов изоляции, оценка остаточного ресурса, резиновых уплотнений и др.

Регенерация и обновление изоляции

Центральной частью процесса обновления трансформатора является регенерация изоляции с целью восстановления первоначальной электрической прочности. Процесс включает одновременно три различных по задачам обработки: сушку, очистку и регенерацию изоляции. Последняя предполагает растворение продуктов старения и очистку поверхности изоляции от адсорбированных полярных продуктов.

Для регенерации изоляции использовались специальные масла производства фирмы ТЕХНОЛ (Австрия).

Специальные опыты показали, что если в обычном трансформаторном масле может раствориться 0,1 – 0,15% шлама, то в масле Regenol - до 0,6%, а в масле Vicdosol – 1,3%. Выявлено также, что износ изоляции при старении в масле Regenol почти в 2 раза ниже, чем в масле Т-1500.

Типичный процесс показан на рис. 2 и включает 3 схемы обработки:

- 1) Промывку (разбрызгиванием масла) нагрев, очистка, регенерация.
- 2) Очистка и регенерация масла на дне бака.
- 3) Вакуумная схема удаления воды.

Процесс обработки состоит из нескольких этапов:

- Нагрев и очистка.
- Циклическая обработка.

В зависимости от состояния изоляции окончательными этапами могут быть сушка или очистка.

НИЦ «ЗТЗ-Сервис» начал систематизацию работы по обновлению и продлению срока службы трансформаторов в 1990 г. За это время были обновлены более 60 ед. трансформаторов.

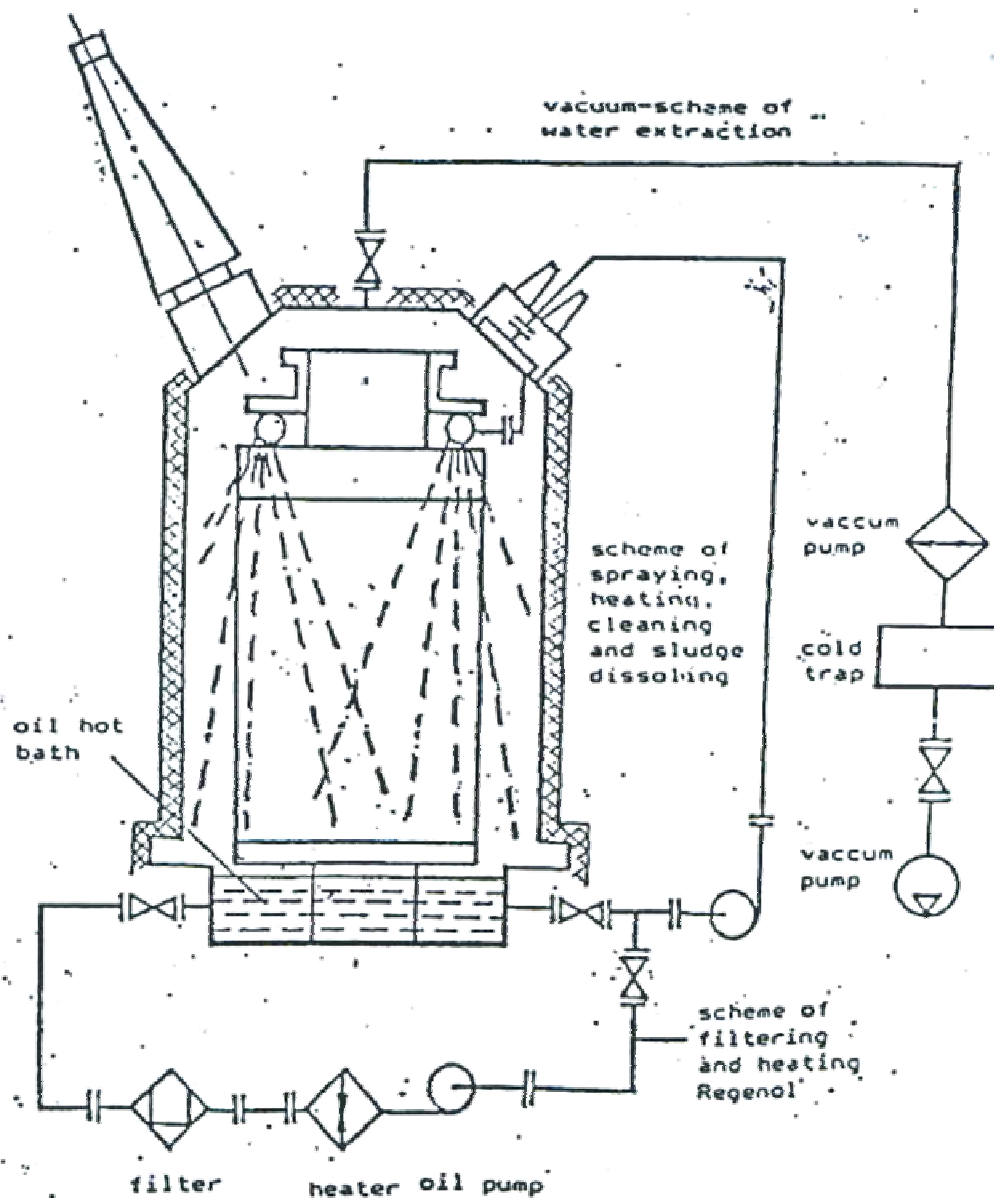


Рис. 2. Принципиальная схема обработки изоляции регенерационным маслом.

Типичный график работ состоит:

- техническое обследование до 10 дней;
- обновление и ремонт 35 – 55 дней.

Типичная стоимость работ (без необходимости замены основных узлов) – 15% от цены нового трансформатора.

Важными выводами из полученного опыта является:

- 1) В оборудовании, которое по результатам обычных испытаний признавалось удовлетворительным, могут быть различные дефекты и развивающиеся повреждения.
- 2) Характеристики трансформаторов после обновления соответствуют всем требованиям к новому оборудованию.
- 3) Полученные улучшенные характеристики остаются без изменения в течение нескольких лет. Можно надеяться, что удовлетворительное состояние изоляционной системы может быть гарантировано, по меньшей мере, в течение 10 лет.

Заключение

1) Оптимистический опыт длительной эксплуатации трансформаторов спроектированных в 50-х годах вряд ли может быть распространен на конструкции 60 - 70-х, особенно СВН и УВН.

2) В течение 25 лет работы значительного необратимого износа изоляции не происходит. Однако в трансформаторах накапливаются различные обратимые дефекты. После 15 – 25 лет крупные трансформаторы нуждаются в восстановлении запасов прочности. Эти работы могут быть выполнены на месте установки.

3) Процесс обновления изоляционной структуры включает, кроме сушки и чистки только процесс регенерации изоляции, для чего требуется применение специального регенерационного масла.

4) Процесс обновления может восстановить диэлектрические свойства изоляции до уровня, регламентированного для нового оборудования и, можно надеяться, что это улучшенное состояние может сохраниться длительное время.